



> Retouradres Postbus 24037 2490 AA Den Haag

De minister van Economische Zaken en Klimaat
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Directie Warmte en Ondergrond
t.a.v. [REDACTED]
per e-mail: [REDACTED]
[REDACTED]

Staatstoezicht op de Mijnen

Bezoekadres
Henri Faasdreef 312
2492 JP Den Haag

Postadres
Postbus 24037
2490 AA Den Haag

T 070 379 8400 (algemeen)
F 070 379 8455 (algemeen)

info@sodm.nl
www.sodm.nl

Behandeld door

[REDACTED]
T 070 378 [REDACTED]

Ons kenmerk
ADV-7053 / 21183338

Uw kenmerk
-

Bijlage(n)
3

Datum 22 juli 2021
Betreft Advies opslagvergunning CO₂ P18-2

Excellentie,

U heeft Staatstoezicht op de Mijnen (verder: SodM) op 12 februari 2021 om advies gevraagd over de aanvraag voor een opslagvergunning P18-2 voor het permanent opslaan van CO₂ in het gedepleteerde gasveld P18-2, onderdeel van het project Porthos.

TAQA Offshore B.V. (verder: TAQA Offshore) en EBN CCS B.V. (verder: EBN CCS) hebben de aanvraag ingediend, hierna gezamenlijk omschreven als 'de aanvrager'. De beoogd uitvoerder is TAQA Offshore. Daarom zal ik in dit advies voornamelijk TAQA Offshore toetsen.

Ik zie geen aanleiding om de opslagvergunning te weigeren maar adviseer wel om voorwaarden te verbinden aan een eventuele vergunning om hiermee de veiligheid voor mens en milieu te borgen.

In dit advies leest u de adviesvragen aan SodM, een achtergrond van de aanvraag, de beoordeling van de adviesvragen, en de conclusies en aanbevelingen. De uitgebreidere beantwoording en onderbouwing van de adviesvragen staan in bijlage 1.

Adviesvraag aan SodM

Om CO₂ permanent te mogen opslaan, is volgens de Mijnbouwwet een opslagvergunning nodig. De minister van Economische Zaken en Klimaat verleent deze vergunning. Hiervoor vraagt de Minister advies aan onder meer SodM.

SodM is advies gevraagd over de volgende onderdelen:

1. de technische mogelijkheden van de aanvrager;
2. de eerder aangetoonde efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de aanvrager;
3. de manier waarop de aanvrager voornemens is de activiteiten voor het opslaan van stoffen te verrichten, waaronder de bij de activiteiten te gebruiken technieken, hulpmiddelen of stoffen in het licht van de huidige kennis en technieken, de hoeveelheid CO₂ in relatie tot het tijdvak van injectie van CO₂ en de omvang van het vergunningsgebied;
4. een beoordeling van de gegevens met betrekking tot de hydraulische eenheid;

5. beoordeling van de bodembeweging;
6. beoordeling van de veiligheid van de opslag c.q. of er bij opslag onder de voorgestelde exploitatievoorwaarden een significant risico van lekkage bestaat, of significante milieu- of gezondheidsrisico's bestaan;
7. de grenswaarden van de druk van de opgeslagen CO₂ en de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO₂ en de maximale toelaatbare druk van het opgeslagen CO₂;
8. plannen voor risicobeheer, monitoring, afsluiting en corrigerende maatregelen.

SodM heeft haar advies onder meer onderbouwd op basis van externe expertise in de vorm van reviews op specifieke onderdelen door Sintef (*Technical review of Porthos CO₂-storage permit application*, zie bijlage 2) en Norce (*Porthos CCS storage permit review, Final technical assessment and recommendations*, zie bijlage 3).

Achtergrond van de aanvraag

Porthos is een samenwerking tussen Havenbedrijf Rotterdam, Gasunie en EBN. Porthos ontwikkelt een project waarbij CO₂ van de industrie in de Rotterdamse haven wordt getransporteerd en opgeslagen in lege gasvelden onder de Noordzee.

De CO₂ gaat per onderzeese pijpleiding naar een platform in de Noordzee, circa 20 km uit de kust van Hoek van Holland. Vanaf een platform wordt de CO₂ in gedepleteerde gasvelden gepompt. Deze bevinden zich in een reservoir van poreus zandsteen, ruim 3 km onder de Noordzee. Het reservoir wordt gevormd door zandsteenlagen uit de Triassische Hoofd Bontzandsteen (Buntsandstein) Subgroep, ook wel 'Bunter' genoemd. Het reservoir is ongeveer 220 m dik. De afsluitende laag wordt gevormd door de Boven-Germaanse Trias Groep en de Altena Groep en is 450 tot 650 m dik.

Porthos richt zich op het transport naar en opslag van CO₂ in de lege gasvelden P18-2, P18-4 en P18-6. Onderhavig document is de aanvraag voor de opslagvergunning van veld P18-2. Voor veld P18-4 is er in 2013 een opslagvergunning afgegeven. Deze P18-4 vergunning zou gewijzigd en (her)beoordeeld moeten worden. Voor veld P18-6 wordt mogelijk later een opslagvergunning aangevraagd. Beide nog in te dienen aanvragen zullen consistent moeten zijn met onderhavige aanvraag.

Veld P18-2 bevindt zich in het P18-a en P18-c vergunningsgebied voor het winnen van koolwaterstoffen. TAQA Offshore is de uitvoerder van deze koolwaterstofvergunningen en heeft sinds 1993 gas uit het veld gewonnen. Inmiddels is het veld bijna gedepleteerd en ligt er een aanvraag om het veld te gebruiken voor permanente opslag van CO₂. Voorafgaand daaraan zal de productie van aardgas worden gestopt. Het bestaande platform van P18A dat TAQA exploiteert, zal benut worden voor de injectie van CO₂.

In veld P18-2 zijn zes putten geboord, waaronder een zijtak en een exploratieput. De injectie zal plaatsvinden met vier injectieputten; de zijtak en de exploratieput zullen niet voor de opslag van CO₂ gebruikt worden.

Opslagvoorkomen en opslagcomplex

Het opslagvoorkomen zijn de gesteentelagen die gebruikt worden voor opslag. In de aanvraag zijn dit vier formaties uit de Buntsandstein Subgroep die voor de gaswinning zijn gebruikt en waarin het CO₂ geïnjecteerd zal worden: de Hardeggen, de Boven-Detfurth, de Onder-Detfurth en de Volpriehausen Formaties.

De Mijnbouwwet definieert het opslagcomplex als het opslagvoorkomen voor CO₂ én de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algehele integriteit van de opslag en de veiligheid ervan. Het opslagcomplex bestaat daarom naast de vier formaties van het opslagvoorkomen ook uit de afsluitende laag van de Boven-Germaanse Trias Groep en de Altena Groep en de onderliggende laag van de Rogenstein en de Main Claystone Formaties.

Beoordeling van de adviesonderdelen

1. Toetsing technische mogelijkheden van de aanvrager

Ik ben van mening dat TAQA Offshore voor de (voorbereidings)fase tot de start van de injectie voldoende competent is. TAQA offshore heeft de potentie om ook voor de permanente opslag van CO₂ een capabele operator te zijn in het aangevraagde gebied. Echter, TAQA Offshore heeft hiervoor haar organisatie nog niet volledig ingevuld. Omdat een deel van het sleutelpersoneel in deze fase van het project ook nog niet van belang is, adviseer ik een toetsingsmoment zes maanden voor aanvang van injectie. Bij dit toetsingsmoment zal beoordeeld worden of de organisatie past bij de locatie- en projectspecifieke risico's en werkzaamheden.

Om de veilige uitvoering door een mijnbouwoperator te waarborgen, acht ik het bovendien nodig dat TAQA Offshore een zelfevaluatie uitvoert. Met de zelfevaluatie toont de onderneming aan dat ze in staat is de eigen verantwoordelijkheid voor veiligheid, gezondheid en milieu adequaat in te vullen. Deze evaluatie is nodig omdat TAQA Offshore nog niet eerder CO₂-opslagactiviteiten heeft uitgevoerd. Deze zelfevaluatie dient globaal te voldoen aan de zelfevaluatie zoals is opgesteld voor aardwarmte¹ en moet aangepast worden aan het opslagproject.

Uit de aanvraag kan worden opgemaakt dat de aanvragers voornemens zijn de vergunning te laten overdragen aan een nader op te richten Porthos-entiteit (Porthos System Operator: PSO) voor de operationele fase. De partij waaraan zal worden overgedragen is nog niet opgericht en kan pas bij een verzoek tot overdracht getoetst worden. De organisatie zal dan getoetst worden of hij past bij de locatie- en projectspecifieke risico's. Ik merk daarbij voorshands op dat bij een

¹ Zelfevaluatie template aardwarmte: <https://www.sodm.nl/binaries/staatstoezicht-op-de-mijnen/documenten/publicaties/2020/07/01/toezichtarrangement-geothermie/SodM+-+Zelfevaluatie+geothermie.pdf>.

verzoek tot overdracht de beoogde vergunninghouder niet geschikt bevonden zou kunnen worden.

EBN CCS is beoogd mede-vergunninghouder. Op grond van artikel 22, vijfde lid van de Mijnbouwwet wordt TAQA Offshore aangewezen om de feitelijke werkzaamheden te verrichten of daartoe opdracht te verlenen, en daarmee als uitvoerder van de vergunning. Voor de beoordeling van de technische mogelijkheden van de aanvrager zijn daarom de capaciteiten en organisatie van TAQA Offshore doorslaggevend. In bijlage 1 ga ik wel in op de technische mogelijkheden van EBN CCS en zal ik een verdere onderbouwing geven van de technische mogelijkheden van TAQA Offshore.

2. Toetsing efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de uitvoerder

Ik baseer mijn advies over de efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de beoogde uitvoerder op basis van opgedane ervaring met de uitvoerder en inspectieresultaten uit het verleden.

TAQA Offshore heeft ervaring als uitvoerder van vier koolwaterstof-winningsvergunningen. Verder is TAQA Offshore medevergunninghouder bij een dertigtal opsporings- en winningsvergunningen voor koolwaterstoffen. Overtredingen en verbeterpunten die bij inspecties zijn gesignaleerd, worden goed en tijdig opgevolgd. Het bedrijf laat zien dat het zich bewust is van taken en plichten op het gebied van veiligheid en milieu. Ik ga ervan uit dat dit voor deze vergunning niet zal wijzigen, en zie daarom geen reden voor een negatief advies op dit punt. Een nadere onderbouwing geef ik in de bijlage 1.

3. Toetsing opslagactiviteiten

Ik oordeel dat de geplande activiteiten voor het opslaan van stoffen, waaronder de bij de activiteiten te gebruiken technieken, hulpmiddelen of stoffen in het licht van de huidige kennis en technieken, de hoeveelheid CO₂ in relatie tot het tijdvak van injectie van CO₂ en de omvang van het vergunningsgebied geen aanleiding voor een negatief advies geven. Wel adviseer ik om een voorwaarde op te nemen.

Het te injecteren gas zal niet puur CO₂ zijn. De aanvrager beschrijft dat dit gas ten minste 95 mol% aan CO₂ zal bevatten. De rest van het gas zal bestaan uit kleine hoeveelheden aanwezige componenten afkomstig van de bedrijven waar het wordt afgevangen. Waar in het advies over CO₂ of het CO₂-mengsel wordt gesproken, wordt het gasmengsel bedoeld met als hoofdbestanddeel CO₂ en in kleine hoeveelheden aanwezige componenten.

Ik adviseer om over de samenstelling van het te injecteren gas een voorschrift op te nemen in een eventuele vergunning. Ik vind het namelijk noodzakelijk dat de samenstelling van het te injecteren gas binnen de grenzen blijft waarbinnen de veiligheid en integriteit via simulaties en berekeningen is aangetoond.

Ook moeten de operationele parameters binnen de grenzen van aangetoond veilige parameters zijn tijdens de injectie. Deze operationele parameters zal ik verder in het advies beoordelen.

Overige opslagactiviteiten en een nadere onderbouwing van de voorgestelde voorwaarde beschrijf ik in bijlage 1.

4. Toetsing hydraulische eenheid

Als zich, door het verlenen van de vergunning, in dezelfde hydraulische eenheid meer dan één opslagvoorkomen zou gaan bevinden, moeten de potentiële drukinteracties zodanig zijn dat beide voorkomens tegelijk aan de eisen van veiligheid kunnen voldoen.

Ik oordeel dat het zeer aannemelijk is dat er nauwelijks drukinteractie tussen verschillende opslagvoorkomens (P18-2, P18-4 en P18-4) zal plaatsvinden. Hoogstwaarschijnlijk zal dit niet plaatsvinden op de tijdschaal van de beoogde CO₂ injectie van ca. 20 jaar. Waar dit op een enkele plaats en op langere tijdschalen wel mogelijk is, zal de communicatie dusdanig klein en gelijkmatig zijn dat dit geen invloed heeft op de veiligheid. Voor een toelichting over deze risicobeoordeling verwijs ik naar bijlage 1 van deze brief.

5. Toetsing bodembeweging

Bodembeweging omvat zowel bodemdaling en -stijging als bodemtrilling. Ik concludeer dat de aanvraag voldoende duidelijk maakt dat de risico's door bodembeweging beperkt zullen zijn gedurende de injectie van CO₂ en gedurende de lange termijn van permanente CO₂-opslag.

Door eerdere gaswinning uit het P18-2 veld is er bodemdaling ontstaan. Door de beoogde CO₂-opslag stijgt de gasdruk in het reservoirgesteente. Hierdoor zal de bodemdaling deels omkeren, met als gevolg dat de bodem weer omhoog komt. Door deze bodemstijging zal de bodemdaling die tijdens de gaswinning is opgetreden deels teniet worden gedaan. SodM acht de risico's als gevolg van bodemdaling en/of -stijging daarom verwaarloosbaar.

De geomechanische modellen die de basis vormen van de risico-inschatting voor bodemtrilling (aardbevingen) zijn van goede kwaliteit naar de huidige stand der techniek. Bij modellen van de ondergrond zijn aannames onvermijdelijk, onder meer over het gedrag van CO₂-injectie en -opslag. De manier waarop CO₂ zich binnen het opslagreservoir verspreidt, zal ook gedurende de injectiefase onzeker zijn. SodM schat in dat die onzekerheden aanvaardbaar zijn zolang significante afwijkingen van het verwachte gedrag (zoals de inschatting van zware bevingen) op tijd kunnen worden gesignaleerd.

De sterkte van de realistisch sterkste beving is bepaald op een magnitude van $M=4,1$ (M_{max}). De berekening geeft een maximale magnitude doordat ervan wordt uitgegaan dat al het breukoppervlak dat grenst aan het reservoir meebeweegt bij een beving. De kans op een dergelijke beving acht ik zeer klein. Bovendien is er geen seismiciteit waargenomen tijdens de gaswinning en de

risico's voor de meeste doorgerekende situaties zullen gedurende de CO₂ injectie eerst kleiner worden en in latere fase van de opslag weer toenemen. Voor de meeste doorgerekend scenario's blijft het uiteindelijke risico gelijk of onder het risico van aardbevingen na gaswinning. Voor een *Worst case* combinatie aan modelparameters komt de inschatting van het risico voor een enkele breuk uit boven die van na gaswinning. Dat de risico's voor de andere scenario's onder of gelijk blijven aan de inschatting van het huidige risico door gaswinning komt doordat breuken weliswaar minder stabiel worden door afkoeling (door koud CO₂), maar door de druktoename door het opvullen wordt dat negatieve effect gecompenseerd. Ook het scenario dat met de combinatie van modelparameters uitkomt op een hoger risico, blijft qua verwacht kritisch belast breukoppervlak ruim onder de realistisch sterkste beving van $M=4,1$. Bij de inschatting van de magnitude van $M=4,1$ wordt namelijk uitgegaan van de eenvoudige aanname, als slechtste geval, dat al het breukoppervlak van de grootste breuk in direct contact met het opslagreservoir meebeweegt bij een beving. Alle modelberekeningen laten echter zien dat een (veel) kleiner breukoppervlak dan dit maximale oppervlak kritisch belast zal worden. De M_{max} van 4,1 vormt daarom een bovengrens als maximale magnitude. Voor een toelichting over deze risicobeoordeling verwijs ik naar het adviesonderdeel 5 in bijlage 1 van deze brief.

Ook het effect van een beving door CO₂ opslag acht ik klein. Alle constructies in de Noordzee zoals windmolens en platforms zijn bestand tegen dit bevingsniveau. En aangezien het veld zich op ten minste 15 kilometer afstand van de bebouwing op land bevindt, zal ook op land geen schade te verwachten zijn.

Ik oordeel dat het risico van bodembeweging verwaarloosbaar (bodemstijging) en aanvaardbaar (bodemtrilling) is.

6. Toetsing nadelige gevolgen voor veiligheid, milieu en gezondheid

Ik heb beoordeeld in hoeverre er een significant risico van lekkage bestaat, en of er andere significante milieu- of gezondheidsrisico's zijn. Ik concludeer dat lekkage van CO₂ de belangrijkste mogelijke oorzaak is van eventuele nadelige gevolgen voor de veiligheid voor mens en milieu.

Voor CO₂-opslag geldt dat er sprake is van migratie als een ongewenste stroom CO₂ van het opslagvoorkomen de afsluitende laag in gaat. Er sprake is van lekkage als de stroom CO₂ uit het opslagcomplex gaat. Het risico van lekkage heb ik voor mijn beoordeling onderverdeeld in put-gerelateerde risico's en reservoir-gerelateerde risico's. Voor een nadere onderbouwing verwijs ik naar bijlage 1.

Voor zowel de put- als de reservoir-gerelateerde (lekkage) risico's vormt afkoeling een belangrijke oorzaak. Door CO₂-injectie in een gedepleteerd gasveld treedt onvermijdelijk sterke afkoeling op van putten en het reservoir. Die afkoeling treedt op doordat CO₂ onder druk wordt getransporteerd en er een sterke drukdaling optreedt vanaf de putten tot in het gedepleteerde reservoir. Bij deze sterke drukdaling treedt afkoeling op door de expansie van het gas. Ook bij fase-overgangen van CO₂ zal er afkoeling in de putten en het reservoir kunnen ontstaan.

Risico's van lekkage gerelateerd aan putten

Ook met de in de aanvraag voorgestelde operationele grenswaardes treedt afkoeling van het cement op, zodanig dat de vorming van micro-annuli (haarscheurtjes in het cement rondom de putten) reëel is. De kans dat micro-annuli echter een continu lekpad vormen over de 450-600 meter primaire afsluiting (de afsluitende laag) beoordeel ik als zeer klein.

Ook in het uiterste geval van een fysiek lekpad via micro-annuli zal er geen uitstroom plaatsvinden als de druk in het reservoir (en in het bijzonder lokaal rond de put) onder de hydrostatische druk blijft. Uitstroom uit het reservoir zal namelijk niet optreden zolang de druk in het reservoir een lagere druk heeft dan de druk in omliggende en bovenliggende gesteentelagen. In meer technische termen betekent deze drukbegrenzing dat de druk op een diepte bovenin de kolom van vrij-CO₂-gas lager moet zijn dan de druk van een vrije waterkolom op dezelfde diepte. Die druk van een vrije, statische waterkolom heet de hydrostatische druk. Deze druk neemt toe met de diepte met 0,103 bar per meter bij een dichtheid van zout formatiewater van 1052 kg/m³.

Voor de lange termijn risico-inschatting is het van belang dat eventuele lekpaden rond de putten na voltooiing van de injectie door het buiten gebruik stellen van de putten verwijderd worden. De verbuizing in de putten en het cement wordt dan over een ruime afstand in het afsluitende gesteente uitgefreesd en vervangen door geschikt cement. Hiermee zullen eventuele put gerelateerde lekpaden afgesloten worden en zijn ook voor de lange termijn de risico's verwaarloosbaar klein en daarmee aanvaardbaar.

De risico's van put-gerelateerde lekkage worden op juiste wijze gemitigeerd, mits de druk lokaal rond de put altijd lager is dan de hydrostatische druk. Zie Hoofdstuk 7 van deze brief.

Risico's van lekkage gerelateerd aan het reservoir

Geomechanische scenario's zijn door de aanvrager doorgerekend voor een *Base case* en een *Worst case* scenario. De aanvrager verwacht binnen de Base case te kunnen opereren. Ook voor het worst-case scenario is de verwachting dat er geen lekpad ontstaat via scheuren of breuken. Wel heeft de risico-inschatting op basis van deze modelberekeningen onzekerheden. Dat het risico van lekkage via het reservoir evengoed als zeer klein wordt ingeschat, komt doordat de ontwikkeling van een continu pad over een verticale afstand van 450-600 meter dikke afsluitende laag zeer klein is. Als er desondanks toch sprake is van de ontwikkeling van een lekpad, dan is de kans daarop het grootst in de beginfase van injectie door de afkoeling van het reservoir. Als het lekpad vervolgens open blijft (tegen de verwachting in), dan zal lekkage kunnen optreden bij druktoename aan het eind van de injectie en in de lange periode daarna.

Er zal ook in geval van een fysiek lekpad vrijwel geen uitstroom plaatsvinden als de druk in het reservoir (en in het bijzonder lokaal rond de put) onder de hydrostatische druk blijft. Door de druk van het CO₂ sub-hydrostatisch te houden, kan lekkage worden voorkomen als zich een lekpad uit het reservoir zou hebben gevormd.

De risico's van reservoir-gerelateerde lekkage worden op juiste wijze gemitigeerd, mits de druk altijd en overal in het reservoir lager is dan de bijbehorende hydrostatische druk. Zie Hoofdstuk 7 van deze brief.

7. Toetsing grenswaarden, snelheid en druk

Bij deze toetsing heb ik gekeken naar de grenswaarden van de maximaal toelaatbare druk van de opgeslagen CO₂ en de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO₂.

Zoals in Hoofdstuk 6 is beschreven, werkt de barrière van onderdruk (de hydrostatische druklimiet) alleen als die ook lokaal rond de put gerespecteerd wordt. Door overal onder deze drukgrens te blijven, kan lekkage worden voorkomen, ook in het scenario (dat de aanvrager niet verwacht, maar niet kan worden uitgesloten) dat een continu lekpad rond de put, door de afsluitende laag of via breuken zou zijn ontstaan. Ik adviseer daarom om een voorschrift op te nemen waarin is opgenomen dat de injectiedruk tijdens de injectie overal in het reservoir lager is dan de bijbehorende hydrostatische druk.

Na het beëindigen van de injectie zal de druk langzaam toenemen door opwarming van het opgeslagen CO₂. Na meerdere decennia zal de drukverhoging ongeveer 5 bar zijn. Ik adviseer daarom om als voorschrift op te nemen dat de reservoirdruk ook na de injectieperiode overal in het reservoir lager is dan de hydrostatische druk.

De aanvraag beschrijft dat bij de berekeningen van de effecten van CO₂-injectie (bij doorstroom in de put en op het reservoir) scenario's zijn doorgerekend met bepaalde injectiedebieten. De berekeningen zijn uitgevoerd met injectie-snelheden van maximaal 47 kg/s. Deze limiet is ingesteld om erosie te voorkomen. Ik adviseer daarom om de snelheid van CO₂-injectie vast te leggen op een maximum van 47 kg/s per injectieput.

8. Toetsing plannen voor risicobeheer, monitoring, afsluiting en corrigerende maatregelen

Conclusies risicobeheersing voor de put

Ik concludeer dat de beheersing van de put-gerelateerde risico's adequaat is. De aanvrager heeft de juiste risico's geïdentificeerd en heeft daarop beheersmaatregelen getroffen die de risico's beperken tot een aanvaardbaar niveau. Adequate beheersing van putintegriteit wordt gerealiseerd door de juiste materiaalkeuze van putcomponenten, ook van de componenten die bloot staan aan CO₂ en aan het maritieme milieu.

De monitoring bestaat uit het meten van druk, temperatuur, samenstelling en debiet van de injectiestroom gedurende de injectiefase. Met de data van deze parameters is het mogelijk om integriteitsproblemen met put-gerelateerde barrières te signaleren. De corrigerende maatregelen om deze integriteitsproblemen op te lossen, zijn gebaseerd op bekende technieken die al jaren in de olie- en gasindustrie worden toegepast.

Afwijkend injectiegedrag van de operationele bandbreedte dat als signaal dient voor de mogelijke ontwikkeling van een lekpad kan met deze continue monitoring worden opgemerkt. Dit biedt voldoende basis om corrigerende maatregelen te treffen. Echter, of er daadwerkelijk significante lekkage via micro-annuli plaatsvindt, kan met de huidige voorgestelde monitoring pas worden ingeschat op het moment van abandonnering van de putten. Dat kan dan met de door de aanvrager voorgestelde eenmalige putmetingen van de situatie achter de casing.

Meer indirecte signalen van sterkere (significante) lekkage, anders dan van kleinere lekkage via micro-annuli, kunnen worden gedetecteerd met de jaarlijkse temperatuur- en geluidsmetingen met de glasvezelkabel.

Ik oordeel dat de uitvoerder meer mogelijkheden heeft om tussentijdse putmetingen te doen om significante lekkage via micro-annuli te kunnen signaleren. De aanvrager verifieert alleen voorafgaand en na afloop van de injectie de conditie van de buitenbuis en cement. Ik adviseer om als voorschrift op te nemen dat de uitvoerder extra metingen doet om de vorming van micro-annuli te kunnen opmerken bij tussentijdse putwerkzaamheden, als de binnenbuis verwijderd moet worden. Dit heeft als voordeel dat de invloed van de afkoeling, zoals het ontstaan of weer sluiten van micro-annuli en mogelijke lekkage, tussentijds geverifieerd wordt.

Ik concludeer dat de door de aanvrager voorgestelde manier van buiten gebruik stellen van de put een lekkage via de put na beëindiging van de injectie elimineert doordat een eventueel lekpad wordt verwijderd.

Conclusies risicobeheersing voor het reservoir

Voor de risicobeheersing op basis van monitoring met metingen van druk-, temperatuur en seismiciteit stelt de aanvrager een stoplichtsysteem voor. Operatie binnen de groene niveau betekent dat injectie en opslag van CO₂ in het reservoir in lijn is met het voorspelde (gemodelleerde) gedrag. Ik oordeel dat de grenswaardes tussen de escalatieniveau van het stoplichtsysteem nog in meer detail moeten worden ingevuld voor aanvang van injectie. Wel geeft de aanvraag voldoende toelichting van de wijze waarop operationele bandbreedtes zullen worden vastgesteld om binnen de Base case te opereren en weg te blijven van de Worst case-inschattingen van seismiciteit en scheurgroei in de afsluitende laag.

Ik concludeer dat met de voorgestelde drukmonitoring in de put de hoogste reservoirdruk in het reservoir kan worden gecontroleerd. Hiermee kan het risico van lekkage vanuit het reservoir voldoende beheerst worden door bij afwijkend gedrag de injectie aan te passen of te stoppen. De hoogste druk in het reservoir zal namelijk dichtbij de put plaatsvinden en die kan met drukmetingen in de put worden gemonitord, zowel door continue metingen van de injectiedruk als jaarlijks van de gemiddelde reservoirdruk na tijdelijk insluiten van de putten. Met jaarlijkse temperatuurmetingen op de ingesloten put kunnen reservoirmodellen beter worden gevalideerd om daarna afwijkend gedrag beter te kunnen signaleren. De specificatie van wanneer het reservoirgedrag afwijkt van het verwachte gedrag

(buiten de groene bandbreedte van de reguliere operatie) verdient nog nadere uitwerking in het monitoringsplan. Ik adviseer om deze actualisatie ruim voorafgaand aan de start van injectie te vragen. Daarna is actualisatie van deze specificatie nodig op basis van metingen van de eerste jaren van CO₂-injectie.

Voor de beheersing van bevingsrisico concludeer ik dat zwaardere bevingen ($M > 2.0$) onder de zeebodem rond de P18-2 CO₂-opslag gedetecteerd kunnen worden met het reguliere seismisch meetnet van het KNMI-netwerk op land. Ik vind deze monitoring voldoende om vast te kunnen stellen of bevingen optreden rond de P18-2 CO₂-opslag. Daarmee kan worden bepaald of afwijking van het verwachte gedrag plaatsvindt. Op basis van geomechanische modellering verwacht de aanvrager geen bevingen van een magnitude groter dan 2,4-2,8. Bij een beving zal plaatsbepaling onnauwkeurig zijn en zal precieze lokalisatie niet goed mogelijk zijn. Betere lokalisatiebepaling kan helpen om meer onderscheid in scenario's te kunnen maken in geval dat afwijkend gedrag buiten de verwachte bandbreedte optreedt. Corrigerende maatregelen in de vorm van bijstelling van de injectiestrategie met onderscheid tussen putten, lijkt niet goed mogelijk zonder voldoende nauwkeurigheid in plaatsbepaling van een beving.

Met de voorgestelde druk-, temperatuur- en seismiciteitmonitoring is het mogelijk om significant afwijkend gedrag in het reservoir te signaleren. Omdat escalatie in de vorm van lekkage een langzaam proces is, kan de injectie op tijd worden aangepast of gestopt. Hoewel significante afwijking naar verwachting kan worden opgemerkt, schat ik in dat de door de aanvrager voorgestelde monitoring in combinatie met reservoirmodellering, niet afdoende is om de verspreiding van CO₂ binnen het reservoir te kunnen volgen. Het volgen van de verspreiding is echter geen essentieel onderdeel voor de risicobeheersing omdat de voorgestelde barrières van risicobeheersing niet afhangen van hoe het CO₂ zich binnen het reservoir verspreidt. Wel zou extra informatie via metingen en modelvalidatie het kunnen helpen bij het vaststellen van meer gerichte corrigerende maatregelen in geval van afwijkend gedrag.

Ook met extra geofysische monitoring, bijvoorbeeld met actieve 4D-seismiek (niet te verwarren met seismiciteit monitoring van aardbevingen) zal het kunnen monitoren van CO₂ binnen het reservoir moeilijk zijn. Daarentegen zou met 4D-seismiek wel een groot volume CO₂ in de bovenliggende Rijnland formatie (de eerste aquifer boven de afsluitende laag) kunnen worden gedetecteerd, als die uit het opslagcomplex zou zijn weggelekt.

Met de inperkende drukken die ik als begrenzing adviseer wordt het risico adequaat beheerst (zie adviesonderdelen 6 en 7 in bijlage 1 bij deze brief). Daarmee beoordeel ik dat de hierboven genoemde lekkage in het bovenliggende aquifer ver voorbij het *Worst case* scenario valt; de kans op het optreden daarvan vind ik verwaarloosbaar. In een aanvullend advies zal ik nader ingaan op de mogelijkheden en wenselijkheid van aanvullende monitoring en onderzoek.

Conclusie beheersing restrisico's voor mens en milieu

De aanvrager heeft aangetoond dat in een *Worst case* scenario het ontstaan van een lekpad zeer klein is en dat het risico van uitstroom van CO₂ naar de omgeving hierdoor zeer klein is. Met de door ons voorgestelde extra drukbegrenzing voor de uiteindelijke gemiddelde reservoirdruk zal deze uitstroom verwaarloosbaar zijn.

Een nadere toelichting op de beoordeling van de vier plannen geef ik in bijlage 1.

Overig advies: ontbreken integrale benadering van de CO₂-opslag in de P18-reservoirs

De beoogde opslag in P18-2 maakt onderdeel uit van het Porthos project. Dit project beoogt om CO₂ gelijktijdig op te slaan in elk van de (voormalige gas-) reservoirs P18-2 en P18-4 (en mogelijk ook in P18-6) via één pijpleiding en één platform. Gezien de gedeelde infrastructuur bij de opslag in de verschillende P18-opslagvoorkomens, moeten de opslagvergunningen voor die voorkomens op elkaar zijn afgestemd. Op dit moment zijn de geldende opslagvergunning voor P18-4 en onderhavige aanvraag voor de opslagvergunning P18-2 niet in overeenstemming. Ten eerste zijn de (beoogde) vergunninghouders verschillend voor de verschillende opslagvoorkomens. Daarnaast wijkt de voor P18-4 vergunde samenstelling van het CO₂-mengsel af van de beoogde samenstelling in het voorkomen P18-2. Daarnaast zijn de vier plannen bij de onderhavige aanvraag op dit moment niet in overeenstemming met de vier plannen bij de geldende opslagvergunning P18-4. Ik zal deze punten hieronder beschrijven.

Voor de aanvraag van de opslagvergunning P18-2 zijn de aanvragers TAQA Offshore en EBN CCS. Voor de opslagvergunning P18-4 is TAQA Offshore echter de enige vergunninghouder. Dit verschil tussen (beoogd) vergunninghouders is opmerkelijk aangezien er één platform is waar het CO₂ wordt ontvangen en zal worden verdeeld over de verschillende voorkomens. Verschillende vergunninghouders voor de verschillende voorkomens is dan onwenselijk.

Het beoogde CO₂-mengsel wijkt af van de vergunde samenstelling in het voorkomen P18-4. Dit verschil is onwenselijk omdat het CO₂-mengsel dat in beide voorkomens zal worden geïnjecteerd hetzelfde is en via één pijpleiding wordt getransporteerd.

Bovendien zijn de vier plannen (het risicobeheersplan, het monitoringsplan, het plan van corrigerende maatregelen en het afsluitingsplan) voor de opslagvergunning P18-4 en de aangevraagde opslagvergunning P18-2 op dit moment niet in overeenstemming, terwijl dit in de onderhavige vergunningaanvraag wel zo is beschreven. De vier plannen uit de aanvraag zijn namelijk overkoepelend voor het integrale opslagcomplex en gebruiken de huidige inzichten en stand der techniek. Een gehele herbeoordeling van de opslagvergunning P18-4 is daarom noodzakelijk om de vergunningen consistent en integraal te maken en naar de huidige inzichten en stand der techniek.

Ik concludeer dat er geen integrale benadering is voor de verschillende opslagreservoirs en dat er zelfs inconsistenties zijn ontstaan (op dit moment met

de onderhavige aanvraag P18-2 en de vigerende opslagvergunning P18-4). Daarom acht ik het noodzakelijk om de opslagvergunningen te harmoniseren.

Conclusie en aanbevelingen

Ik zie geen aanleiding om de opslagvergunning te weigeren, maar adviseer wel om voorwaarden te verbinden aan een eventuele vergunning om hiermee de veiligheid voor mens en milieu te borgen.

Ik adviseer de minister om de volgende voorschriften op te nemen:

1. Zes maanden voorafgaand aan de injectie wordt beoordeeld of de organisatie past bij de locatie- en projectspecifieke risico's en werkzaamheden. De uitvoerder overlegt hiertoe aan de Inspecteur-Generaal der Mijnen een geactualiseerde organisatiestructuur en invulling, conform de dan geldende technische standaarden.
2. De uitvoerder doet zes maanden voorafgaand aan het injecteren een zelfevaluatie. Deze zelfevaluatie moet globaal voldoen aan de zelfevaluatie zoals deze is opgesteld voor aardwarmte² en moet aangepast worden aan het opslagproject. Met de zelfevaluatie toont de onderneming aan dat ze in staat is de eigen verantwoordelijkheid voor veiligheid, gezondheid en milieu adequaat in te vullen.
3. De samenstelling van het te injecteren gas blijft binnen de grenzen waarbinnen de veiligheid en integriteit via simulaties en berekeningen is aangetoond. Deze samenstelling voldoet daarom aan de in de aanvraag opgenomen samenstelling (Tabel 5 van Deel I).
4. De injectiedruk is tijdens de injectie overal in het reservoir lager dan de bijbehorende hydrostatische druk, uitgaand van een hydrostatische drukgradiënt van 0,103 bar/m en een dichtheid van het water van 1052 kg/m³.
5. De reservoirdruk van het opgeslagen CO₂ is ook na de injectieperiode altijd en overal in het reservoir lager dan de bijbehorende hydrostatische druk, uitgaande van een hydrostatische drukgradiënt van 0,103 bar/m en een dichtheid van het water van 1052 kg/m³.
6. Het maximaal toelaatbare injectiedebiet bedraagt 47 kg CO₂ per seconde per injectieput.

² Zelfevaluatie template aardwarmte: <https://www.sodm.nl/binaries/staatstoezicht-op-de-mijnen/documenten/publicaties/2020/07/01/toezichtarrangement-geothermie/SodM+-Zelfevaluatie+geothermie.pdf>.

7. Injectie van CO₂ kan alleen plaatsvinden met een geactualiseerd monitoringsplan en een daarmee samenhangende plan van corrigerende maatregelen. Deze plannen moeten door de IGM zijn goedgekeurd.

8. De uitvoerder doet extra metingen om de vorming van micro-annuli te kunnen opmerken bij tussentijdse putwerkzaamheden, als de binnenbuis tijdelijk verwijderd wordt.

Ik ga ervan uit dat uw adviesvraag hiermee voldoende beantwoord is. Vanzelfsprekend ben ik bereid dit advies nader toe te lichten.

Hoogachtend,

[Redacted signature]

[Redacted name]
directeur Toezicht 2 en 3

Bijlage 1: Technisch-inhoudelijk onderbouwing voor de adviesonderdelen 1 t/m 8

Bijlage 2: Sintef Review report: *Technical review of Porthos CO2-storage permit application*

Bijlage 3: NORCE Review Report: *Porthos CCS storage permit review, Final technical assessment and recommendations*

Bijlage 1 bij brief over advies opslagvergunning CO₂ P18-2

Technisch-inhoudelijke onderbouwing voor
de adviesonderdelen 1 t/m 8

Inhoud

Inleiding	5
Algemene beschrijving.....	5
1. Toetsing technische mogelijkheden van de aanvrager.....	6
<i>Technische mogelijkheden TAQA Offshore</i>	6
<i>Technische mogelijkheden EBN CCS</i>	7
<i>Toekomstige situatie</i>	8
Conclusie Adviesonderdeel 1	8
2. Toetsing op efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de uitvoerder	8
Conclusie Adviesonderdeel 2	9
3. Toetsing opslagactiviteiten	9
<i>Het ombouwen van de putten</i>	9
<i>De hoeveelheid CO₂ in relatie tot het tijdvak van injectie en de omvang van het vergunningsgebied</i>	9
<i>Samenstelling van het gas met hoofdbestanddeel CO₂</i>	9
<i>Chemie en fysica van CO₂</i>	10
<i>Operationele parameters</i>	10
Conclusie Adviesonderdeel 3	11
4. Toetsing hydraulische eenheid	11
Conclusie Adviesonderdeel 4	11
5. Toetsing op bodembeweging.....	12
Bodemdaling en -stijging	12
<i>Bodemdaling door gaswinning, voorafgaand aan CO₂-opslag</i>	12
<i>Bodemstijging door CO₂-opslag</i>	12
<i>Beoordeling van SodM van het risico van bodemdaling en -stijging</i>	13
Bodemtrilling	13
<i>Inschatting van het risico van seismiciteit door de aanvrager</i>	15
<i>Beoordeling van SodM van het risico van seismiciteit</i>	17
Conclusie adviesonderdeel 5	18
6. Toetsing op nadelige gevolgen voor veiligheid, milieu en gezondheid	19
Lekkage als risicofactor voor mens en milieu	19
Beoordeling van het risico van put-gerelateerde lekkage	21
<i>Via componenten van de injectieputten</i>	22
<i>Via buiten gebruik gestelde putten</i>	23
<i>Via micro-annuli langs de put</i>	24
<i>Conclusies beoordeling lekkage gerelateerd aan de put</i>	25
Beoordeling van het risico van lekkage vanuit het reservoir	28
<i>Lekkagerisico horizontaal via randen van het opslagreservoir</i>	29
<i>Lekkagerisico opwaarts via breuken</i>	30
<i>Lekkagerisico via scheuren in de afsluitende laag</i>	31
<i>Conclusies beoordeling lekkage vanuit het reservoir</i>	32
Beoordeling van rol drukbegrenzing en ultieme lekkage scenario's	34
<i>Inschatting van scenario's van druktoename</i>	34
<i>Beoordeling van het risico van het ultiem lekkagescenario</i>	36
<i>Conclusie over extreme scenario en werking drukbegrenzing</i>	37
Conclusies Adviesonderdeel 6.....	38
7. Toetsing grenswaarden, snelheid en druk.....	40
Conclusie over voorwaarden voor grenswaarden	41
8. Toetsing plannen voor risicobeheer, monitoring, corrigerende maatregelen en afsluiting	42
Beoordeling van put-gerelateerde risicobeheersing	44
<i>Operationele beheersing binnen bandbreedtes van putten</i>	44
<i>Beheersing van integriteit put componenten</i>	45
<i>Beheersing van lekkage via micro-annuli en verwijdering en herstel na afsluiting</i>	46
Beoordeling van reservoir-gerelateerde risicobeheersing.....	47
<i>Operationele beheersing binnen bandbreedtes van het reservoir</i>	47
<i>Signalering van afwijkend gedrag op breuken en van scheurgroei</i>	50
Beheersing van risico's voor 'omgeving en milieu'.....	53
<i>Constateren van gelekt CO₂ buiten het opslagcomplex</i>	53
Mogelijkheden voor additionele risicobeheersing en monitoring.....	54
Conclusie adviesonderdeel-8	55
<i>Conclusies beheersing put-gerelateerde risico's</i>	55
<i>Conclusies beheersing reservoir-gerelateerde risico's</i>	56
<i>Conclusies over de vier plannen</i>	56
<i>Advies voorschriften</i>	57

Lijst van gebruikte referenties

- Doc-1. Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2, TAQA Offshore B.V. en EBN CCS B.V., februari 2021, versie 2.0.
- Doc-2. Bijlagen Behorende bij Aanvraag CO₂-opslagvergunning reservoir P18-2, TAQA Offshore B.V. en EBN CCS B.V., februari 2021, versie 2.0.
(in het advies aangeduid als technische bijlages)
- Doc-3. Rapport '*Porthos FAS3: Start-up*' (FAS: Flow Assurance Study), TNO R12007, April 2021.
- Doc-4. Rapport '*Transition gas to supercritical modes*', TNO M10625, April 2021.
- Doc-5. Rapport, Preface to TNO reports, '*Evaluating slugging risk for Porthos project*' (POGE-ENG-PRO-POR-REP-0004), April 2021.
- Doc-6. Rapport '*P18 Slugging study for CO₂ transport through pipeline, to P18 platform*', TNO R10616, April 2020.
- Doc-7. 4D Screening Porthos, presentation, '*Willemsen rapport*', December 2020.
- Doc-8. Beantwoording door aanvrager (2 juli 2021) van 1e set aanvullende SodM (11 juni 2021) vragen over lekkage in een allerslechtste geval scenario
- Doc-9. Beantwoording door aanvrager (9 juli) van 2e set aanvullende SodM (30 juni 2021) vragen over bodembeweging in geval van beving Mmax.

Inleiding

Deze technische bijlage behoort bij het advies van Staatstoezicht op de Mijnen (verder: SodM) over de aanvraag voor een opslagvergunning voor het permanent opslaan van CO₂ in het gedepelteerde gasveld P18-2. De aanvraag is ingediend door TAQA Offshore B.V. (verder: TAQA Offshore) en EBN CCS B.V. (verder: EBN CCS), hierna gezamenlijk omschreven als 'de aanvrager'.

In het advies zijn de beoordeling en conclusies gegeven. De achtergrond en onderbouwing zijn in deze bijlage beschreven. Allereerst zal een algemene beschrijving worden gegeven en vervolgens zal ingegaan worden op de 8 onderdelen waarover SodM om advies is gevraagd:

1. de technische mogelijkheden van de aanvrager;
2. de eerder aangetoonde efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de aanvrager;
3. de manier waarop de aanvrager voornemens is de activiteiten voor het opslaan van stoffen te verrichten, waaronder de bij de activiteiten te gebruiken technieken, hulpmiddelen of stoffen in het licht van de huidige kennis en technieken, de hoeveelheid CO₂ in relatie tot het tijdvak van injectie van CO₂ en de omvang van het vergunningsgebied;
4. een beoordeling van de gegevens met betrekking tot de hydraulische eenheid;
5. bodembeweging;
6. beoordeling van de veiligheid van de opslag c.q. of er bij opslag onder de voorgestelde exploitatievoorwaarden een significant risico van lekkage bestaat, of significante milieu- of gezondheidsrisico's bestaan;
7. de grenswaarden van de druk van de opgeslagen CO₂ en de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO₂ en de maximale toelaatbare druk van het opgeslagen CO₂;
8. plannen voor risicobeheer, monitoring, afsluiting en corrigerende maatregelen.

Algemene beschrijving

De hier behandelde opslagvergunning beschrijft de opslag van CO₂ in het P18-2 opslagvoorkomen. Dit is onderdeel van het Porthos project. Porthos ontwikkelt een project waarbij CO₂ van de industrie in de Rotterdamse haven wordt getransporteerd en opgeslagen in lege gasvelden onder de Noordzee. In dit hoofdstuk wordt de algemene (geologische) beschrijving van de voorgenomen opslag in het P18-2 reservoir gegeven.

De gesteentelagen van het opslagreservoir

Het P18-2-reservoir wordt gevormd door zandsteenlagen van de Buntsandstein Subgroep en bestaat uit de Formaties van Hardeggen, Boven-Detfurth, Onder-Detfurth en Volpriehausen. Uit deze vier formaties wordt op het moment van schrijven nog gas geproduceerd. Inmiddels is de gaswinning nabij het punt dat het gas niet langer economisch winbaar is en is beoogd om het veld te benutten voor de opslag van CO₂. Voorafgaand aan de CO₂-opslag zal de productie van aardgas worden gestopt.

Het opslagvoorkomen zijn de gesteentelagen die gebruikt worden voor opslag. In de aanvraag zijn dit dus de vier zandsteenformaties die voor de gaswinning zijn gebruikt en waarin het CO₂ geïnjecteerd zal worden. De top van het opslagvoorkomen ligt op ongeveer 3200 meter diepte onder het zee niveau. Het opslagvoorkomen heeft een dikte van ongeveer 220 meter. Voornamelijk de gesteente-eigenschappen van de Hardeggen Formatie zijn van hoge kwaliteit. De hoge porositeit en permeabiliteit van deze formatie zijn gunstig voor de opslag van CO₂.

Opslag onder een van nature afsluitende laag

De bovenliggende afsluitende laag van reservoir P18-2 wordt gevormd door sedimenten van de Boven-Germaanse Trias Groep en de Altena Groep. Deze lagen zijn gezamenlijk 450 tot 650 m dik. De Boven-Germaanse Trias Groep bestaat uit een verticale afwisseling van siltsteen, kleisteen, evaporieten en dolomieten. De dikte van de Boven-Germaanse Trias Groep bedraagt gemiddeld

150 meter. Direct hierop ligt de ongeveer 500 meter dikke Altena Groep, die bestaat uit opeenvolgende lagen van kleisteen, siltsteen en mergel uit het vroege Jura met goede afsluitende eigenschappen. De aanvrager stelt dat het afsluitende karakter ook is aangetoond door het feit dat het gas uit het reservoir over geologische tijd niet heeft kunnen ontsnappen.

De onderliggende afsluitende laag bestaat uit de Rogenstein en Hoofd-Kleisteen van de Onder Buntzandsteen Subgroep. De Rogenstein bestaat uit roodbruin klei- en siltsteen met een dikte van gemiddeld 70 tot 80 meter. Onder de Rogenstein bevindt zich de Hoofd-Kleisteen Formatie, die bestaat uit roodbruine klei met dunne lagen silt/zand en anhydriet. De dikte van de Hoofd-Kleisteen formatie is ongeveer 70 meter.

De Mijnbouwwet definieert het opslagcomplex als het opslagvoorkomen voor CO₂ én de omringende geologische gebieden die een weerslag kunnen hebben op de algehele integriteit van de opslag en de veiligheid ervan. Het opslagcomplex bestaat daarom naast de vier formaties van het opslagvoorkomen ook uit de afsluitende laag van de Boven-Germaanse Trias Groep en de Altena Groep en de onderliggende laag van de Rogenstein en de Hoofd-Kleisteen Formaties.

Druk in het reservoir

De initiële druk van het gas in het reservoir voorafgaand aan de winning is bepaald op 375 bar (op referentiediepten van 3400 m TVDss). Sinds de start van de productie in 1993 is de druk in het reservoir gedaald. De verwachte druk na gaswinning is 14 tot 20 bar.

De aanvrager stelt dat het oorspronkelijke gas/water-contact en geassocieerde 'vrijwater'-niveau gedurende de productiefase niet omhooggekomen zijn en nog steeds na depletie min of meer op hun oorspronkelijke diepte liggen. De afwezigheid van geproduceerd formatiewater bevestigt dit. De aanvrager gaat er daarom vanuit dat er voor P18-velden geen sterke drukondersteuning vanuit de onderliggende aquifer bestaat. Geen sterke drukondersteuning (aquifer support) betekent dat er op de korte termijn (productie/injectie tijdschaal) nauwelijks water het reservoir in stroomt waardoor het waterniveau niet stijgt, en het aanwezige gas niet extra samengeperst wordt. Hoofdstuk 6 gaat verder in op deze afwezigheid van drukondersteuning.

Door de injectie van CO₂ zal de gasdruk weer toenemen. De aanvrager stelt dat de injectie zal eindigen wanneer de druk in het reservoir een druk van 351 bar op datumdiepte heeft bereikt.

Compartimenten en putten

Het reservoir wordt begrensd door een aantal breuken en bevat een aantal interne breuken. Door de interne breuken is het reservoir onderverdeeld in verschillende compartimenten.

De aanvrager is van plan om te injecteren in vier putten die omgebouwd zullen worden van gaswinningsputten naar injectieputten. Drie van de putten staan in compartiment I (de putten: P18-2A1, P18-2A3 en P18-2A5) en één put staat in compartiment III (P18-2A6). Compartiment II staat in hydraulische verbinding met compartiment I waardoor dit compartiment ook gevuld zal worden met CO₂.

1. Toetsing technische mogelijkheden van de aanvrager

TAQA Offshore en EBN CCS, gezamenlijk hierna omschreven als 'de aanvrager', vragen de opslagvergunning voor P18-2 aan. Zij verzoeken om samen vergunninghouder te zijn voor het permanent opslaan van CO₂. Op grond van artikel 22, vijfde lid van de Mijnbouwwet wordt TAQA Offshore aangewezen om de feitelijke werkzaamheden te verrichten of daartoe opdracht te verlenen, en daarmee als uitvoerder van de vergunning. Voor de beoordeling van de technische mogelijkheden van de aanvrager zijn daarom de capaciteiten en organisatie van TAQA Offshore doorslaggevend.

Technische mogelijkheden TAQA Offshore

TAQA Offshore is uitvoerder in de aangevraagde opslagvergunning voor CO₂ en zal de operationele leiding van alle werkzaamheden op de locatie hebben. TAQA Offshore is een bekende uitvoerder

voor SodM. Zij is uitvoerder en/of houder van een groot aantal opsporings- en winningsvergunningen voor koolwaterstoffen op zee. Via deze projecten heeft TAQA Offshore al ervaring opgedaan in het uitvoeren van mijnbouwkundige activiteiten in Nederland. TAQA Offshore is opgericht in 2004 en is een dochtermaatschappij van TAQA Energy B.V. (Verder: TAQA Energy). Relevante zustermaatschappijen zijn TAQA Gas Storage B.V., TAQA Onshore B.V. en TAQA Piek Gas B.V. De aanvraag beschrijft dat TAQA Offshore gebruik kan maken van de technische mogelijkheden van het moederbedrijf TAQA Energy, en de zusterbedrijven. De verschillende TAQA-maatschappijen hebben enkele decennia ervaring in de opsporing en de winning van olie en gas in Nederland en met opslag van aardgas en hebben deskundige teams hiervoor. Aangezien veel activiteiten en risico's van olie- en gasexploratie en -productie en aardgas opslag vergelijkbaar zijn met de opslag van CO₂, is er geen reden om aan te nemen dat TAQA Offshore dit type werkzaamheden en opslagactiviteiten in principe niet veilig en verantwoord uit zou kunnen voeren. De aanvrager stelt dat de organisatie toegesneden is op de huidige activiteiten en dat de organisatie zal worden aangepast voorafgaand aan en ten behoeve van de constructiefase en vervolgens voor de operationele fase van CO₂-injectie en -opslag. Er zal sprake zijn van een gefaseerde groei en ontwikkeling van de organisatie. Het personeel zal tijdig voor de eerste injectie getraind zijn en worden voor alle voor CO₂-injectie benodigde kennis en vaardigheden. Het personeel krijgt training volgens de hoogst geldende standaarden. De technische mogelijkheden van de uitvoerder moeten passend zijn voor de locatie- en projectspecifieke risico's en werkzaamheden.

Voor de huidige (voorbereidings)fase tot de start van de injectie acht SodM TAQA Offshore voldoende competent om voorbereidende werkzaamheden veilig en verantwoord uit te voeren. SodM is van mening dat TAQA Offshore de potentie heeft om ook voor de daadwerkelijke permanente opslag van CO₂ een capabele operator te zijn in het aangevraagde gebied. Echter, TAQA Offshore heeft hiervoor haar organisatie nog niet volledig ingevuld. Omdat een deel van het sleutelpersoneel in deze fase van het project ook nog niet van belang is, heeft de aanvrager competentieprofielen voor de toekomstige situatie opgesteld voor een aantal functies. De competentieprofielen zijn echter voor een beperkt aantal functies beschreven en zijn opgesteld voor een nader op te richten Porthos-entiteit (zie de paragraaf over de toekomstige situatie). Om de veilige uitvoering te waarborgen acht SodM het bovendien nodig dat TAQA Offshore een zelfevaluatie uitvoert. Met de zelfevaluatie toont de onderneming aan dat ze in staat is de eigen verantwoordelijkheid voor veiligheid, gezondheid en milieu adequaat in te vullen. Deze evaluatie is nodig omdat na dit besluit TAQA Offshore voor het eerst uitvoerder wordt van CO₂-opslagactiviteiten. Deze zelfevaluatie dient globaal te voldoen aan de zelfevaluatie zoals is opgesteld voor aardwarmte¹ en dient aangepast te worden voor het opslagproject. SodM kan de technische mogelijkheden van de aanvrager voor de opslagfase op dit moment onvoldoende beoordelen. Omdat een deel van de expertise, benodigde kennis en ervaring in de huidige fase van het project nog niet noodzakelijk is, adviseert SodM een toetsingsmoment als voorwaarde. Dit toetsingsmoment zal zes maanden voor aanvang van injectie moeten plaatsvinden.

Technische mogelijkheden EBN CCS

EBN CCS is mede-aanvrager voor deze vergunning. EBN CCS is in mei 2020 opgericht. EBN CCS is beoogd mede-vergunninghouder voor opslagvergunning P18-2 en zal niet de feitelijke werkzaamheden uitvoeren of daartoe opdracht verlenen. Deze rol is belegd bij TAQA Offshore. EBN CCS zal gebruik kunnen maken van de technische mogelijkheden van het moederbedrijf EBN B.V. (verder EBN). EBN is opgericht in 1973 en is als non-operating partner betrokken bij de exploitatie van aardolie of aardgas uit bijna alle velden in Nederland. EBN heeft daarom geen operationele ervaring met mijnbouwkundige processen. Wel heeft EBN veel kennis en expertise in huis van de niet-operationele kant van mijnbouwactiviteiten.

¹ Zelfevaluatie template aardwarmte: <https://www.sodm.nl/binaries/staatstoezicht-op-de-mijnen/documenten/publicaties/2020/07/01/toezichtarrangement-geothermie/SodM+-+Zelfevaluatie+geothermie.pdf>.

EBN is op dit moment bezig om een technologisch 'Center of Excellence' op te richten, zodat de meest recente kennis op het gebied van CO₂-opslag ingezet kan worden voor dit project.

Toekomstige situatie

Uit de aanvraag kan worden opgemaakt dat de aanvragers voornemens zijn de vergunning te laten overdragen aan een nader op te richten Porthos-entiteit (Porthos System Operator: PSO) voor de operationele fase. De partij waaraan zal worden overgedragen is nog niet opgericht en kan pas bij een verzoek tot overdracht getoetst worden. De organisatie zal dan getoetst worden of hij past bij de locatie- en projectspecifieke risico's. SodM merkt daarbij voorshands op dat bij een verzoek tot overdracht de beoogde vergunninghouder niet geschikt bevonden zou kunnen worden.

Conclusie Adviesonderdeel 1

SodM is van mening dat TAQA Offshore voor de (voorbereidings)fase tot de start van de injectie voldoende competent is. TAQA offshore heeft de potentie om ook voor de permanente opslag van CO₂ een capabele operator te zijn in het aangevraagde gebied. Echter, TAQA Offshore heeft hiervoor haar organisatie nog niet volledig ingevuld. Omdat een deel van het sleutelpersoneel in deze fase van het project ook nog niet van belang is, adviseert SodM een toetsingsmoment zes maanden voor aanvang van injectie. Bij dit toetsingsmoment zal beoordeeld worden of de organisatie past bij de locatie- en projectspecifieke risico's en werkzaamheden. Bovendien acht SodM het nodig dat TAQA Offshore een zelfevaluatie uitvoert om de veilige uitvoering te waarborgen. Met de zelfevaluatie toont de onderneming aan dat ze in staat is de eigen verantwoordelijkheid voor veiligheid, gezondheid en milieu adequaat in te vullen.

2.Toetsing op efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de uitvoerder

SodM baseert het advies over de efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van de beoogd uitvoerder op basis van opgedane ervaring met de uitvoerder en inspectieresultaten uit het verleden. TAQA Offshore heeft ervaring als uitvoerder van vier koolwaterstof-winningsvergunningen. Verder is TAQA Offshore medevergunninghouder bij een dertigtal opsporings- en winningsvergunningen voor koolwaterstoffen. SodM kan daarom op basis van ervaringen met de beoogd uitvoerder in andere vergunningen de efficiëntie en verantwoordelijkheidszin van TAQA Offshore beoordelen. In het algemeen heeft SodM voornamelijk goede ervaringen met TAQA Offshore. Zij stelt zich op als een proactieve organisatie die laat zien dat ze zich bewust is van haar taken en plichten op het gebied van veiligheid en milieu.

Echter, SodM heeft in maart 2020 een onaangekondigde inspectie uitgevoerd op de mijnbouwinstallatie P18-A van TAQA Offshore. Tijdens deze inspectie is vastgesteld dat TAQA Offshore diverse verplichtingen vanuit arbo- en mijnbouwwetgeving niet nakwam. SodM heeft vervolgens twee vooraankondigingen van lasten onder dwangsom opgesteld, om ervoor te zorgen dat de overtredingen ongedaan werden gemaakt. TAQA Offshore heeft vervolgens diverse corrigerende maatregelen genomen en de betreffende overtredingen beëindigd. Daarom is er geen last onder dwangsom opgelegd.

Door SodM worden de genoemde overtredingen gezien als uitzondering. Over het algemeen beoordeelt SodM de organisatie als professioneel en zijn incidenten en overtredingen weinig voorkomend. Eventuele overtredingen en verbeterpunten die voortkomen uit inspecties worden altijd goed en tijdig opgevolgd. Bovendien ervaart SodM de communicatie met TAQA als open en transparant.

Conclusie Adviesonderdeel 2

SodM is van mening dat overtredingen en verbeterpunten die bij inspecties zijn gesignaleerd, goed en tijdig worden opgevolgd. Het bedrijf laat zien dat het zich bewust is van taken en plichten op het gebied van veiligheid en milieu. SodM gaat ervan uit dat dit voor deze vergunning niet zal wijzigen, en ziet daarom geen reden voor een negatief advies op dit punt.

3. Toetsing opslagactiviteiten

Bij de toetsing van de opslagactiviteiten kijkt SodM naar de manier waarop de aanvrager voornemens is de activiteiten voor het opslaan van stoffen te verrichten, waaronder de bij de activiteiten te gebruiken technieken, hulpmiddelen of stoffen in het licht van de huidige kennis en technieken, de hoeveelheid CO₂ in relatie tot het tijdvak van injectie van CO₂ en de omvang van het vergunningsgebied.

Het ombouwen van de putten

De winning in reservoir P18-2 zal worden gestopt voor de aanvang van de injectie van CO₂. In veld P18-2 zijn zes putten geboord, waarvan één zijtak en één exploratieput. De injectie zal plaatsvinden met vier eerdergenoemde putten P18-2A1, P18-2A3, P18-2A5 en P18-2A6. De exploratieput (P18-2) en de zijtak (P18-2-A6S1) zullen niet voor de opslag van CO₂ gebruikt worden en zullen worden afgesloten en verwijderd (geabandonneerd).

De putten zullen worden gecontroleerd en omgebouwd zodat ze geschikt zijn voor de injectie van CO₂. In de putten zullen materialen toegepast worden die bestendig zijn tegen corrosie en lage temperaturen. Om te kunnen monitoren, zullen in de putten een Distributed Temperature Sensing (DTS) systeem en een Distributed Acoustic Sensing (DAS) systeem geïnstalleerd worden tijdens het ombouwen van de putten. Deze systemen worden verder toegelicht bij de beoordeling van het monitoringsplan.

De hoeveelheid CO₂ in relatie tot het tijdvak van injectie en de omvang van het vergunningsgebied

De aanvrager geeft aan dat de injectieperiode naar verwachting in 2024 zal starten. De injectieperiode zal tussen de 15 en 20 jaar na opstart zijn. De hoeveelheid opgeslagen CO₂ zal na afloop van de injectieperiode ongeveer 32 Mton zijn. De verwachte reservoirdruk aan het einde van de injectiefase is gelijk aan de hydrostatische druk: 351 bar op de referentiediepte van 3400 m TVDss. De hydrostatische druk is de druk die uitgeoefend wordt door de waterkolom op een bepaalde diepte.

Het maximale injectiedebiet zal 47 kg/s zijn. Deze limiet is ingesteld om erosie te voorkomen. Na beëindiging van de injectie volgt een periode van afsluiting, monitoring en overdracht aan het bevoegd gezag.

De grootte van het aangevraagde vergunningsgebied is gebaseerd op de contour van het gasveld. Het contour is aan alle zijden vergroot met een onzekerheidsmarge waar dit mogelijk is. Waar het vergunningsgebied grenst aan de gasvelden P15-9 of P18-6 zijn de grensbreuken als vergunningsgrens aangenomen.

Samenstelling van het gas met hoofdbestanddeel CO₂

Het te injecteren gas zal niet puur CO₂ zijn. De aanvrager beschrijft dat dit gas ten minste 95 mol% aan CO₂ zal bevatten. De rest van het gas zal bestaan uit kleine hoeveelheden aanwezige componenten afkomstig van de bedrijven waar het wordt afgevangen. Waar in het advies over CO₂ of het CO₂-mengsel wordt gesproken, zal het gasmengsel met als hoofdbestanddeel CO₂ en in kleine hoeveelheden aanwezige componenten worden bedoeld.

De samenstelling van het mengsel heeft invloed op de kritische druk en temperatuur. Het is daarom van belang dat deze binnen grenzen blijft waarbinnen de veiligheid via simulaties en berekeningen is aangetoond. Het te injecteren gas dient daarom te voldoen aan de in de aanvraag opgenomen samenstelling (zie de tabel hieronder; uit Tabel 5 van Deel I).

Tabel 5 Typische CO₂-mengsels als ontwerpbasis.

		Maximale verontreiniging (mengsel 1)	Gemiddelde compositie (mengsel 2)	Compositie voor compressor (mengsel 3)	Zuiver Puur
		mol%	mol%	mol%	mol%
Koolstofdioxide	CO ₂	95,45	98,9915	95,077	100,0
Waterstof	H ₂	0,75	0,1876	1,000	-
Stikstof	N ₂	2,40	0,5795	2,000	-
Methaan	CH ₄	1,0	0,1422	1,000	-
Ethaan	C ₂ H ₆	-	0,004	-	-
Pentaaan	C ₅ H ₁₂	-	-	-	-
Koolstofmonoxide	CO	-	0,0458	0,200	-
Argon	Ar	0,40	0,0019	0,600	-
Water	H ₂ O	-	0,0031	0,004	-
Methanol	CH ₃ OH	-	0,025	-	-
Waterstofsulfide	H ₂ S	-	-	0,04	-
Zuurstof	O ₂	-	-	0,08	-

Chemie en fysica van CO₂

De aanvrager heeft modellering van de geochemie uitgevoerd om de chemische korte- en langetermijneffecten van de opslag van CO₂ in een zandsteenreservoir te modelleren. Op korte termijn zullen mineralogische en porositeitsveranderingen verwaarloosbaar zijn omdat mineralogische reacties zeer langzaam verlopen. Op langere termijn (duizenden jaren) kunnen mineralogische reacties voor een afname in porositeit van 0,3 procent zorgen. In het bovenliggende gesteente kan op langere termijn juist een porositeitstoename van 0,2 procent plaatsvinden door de CO₂-injectie. Dat gebeurt alleen waar het afsluitende gesteente in contact staat met CO₂-verrijkt formatiewater.

Het CO₂-fasegedrag is afhankelijk van de druk, temperatuur en onzuiverheden in het gasmengsel. Per gassamenstelling is er een fase-diagram te maken, waaruit duidelijk wordt in welke fase het mengsel zich zal bevinden bij bepaalde druk en temperatuur. Bij lage druk en gemiddeld hoge temperatuur zal het mengsel zich in de gasfase bevinden (zoals in het beginstadium van de injectie). In een later stadium van injectie zal het CO₂-mengsel zich in de superkritische fase bevinden. In deze fase is het onderscheid tussen de gasfase en vloeistoffase verdwenen.

Operationele parameters

Er zal worden geïnjecteerd binnen operationele parameters van vooral druk, temperatuur en debiet. De veilige operationele bandbreedte van deze parameters zijn met modelberekeningen bepaald (zie adviesonderdelen 5 en 6 in Bijlage 1), waarbij de effecten van veranderingen van omstandigheden van het injecteren van CO₂ (druk en temperatuur) en opvullen van het reservoir zijn meegenomen.

De aanvrager verzoekt bovendien om het P18-2 reservoir tot een maximale hoeveelheid van circa 32 Mton te mogen vullen (Deel I aanvraag, §4.3, Tabel 2) met het doel om die CO₂ permanent in het opslagcomplex ingevangen te houden. Niet de opslagcapaciteit maar de maximale reservoirdruk is van belang als begrenzing voor het seismisch risico (adviesonderdeel-5) en het risico van lekkage (adviesonderdeel-6). Daarom acht SodM het niet nodig om een maximale opslagcapaciteit op te nemen, maar adviseert SodM om een reservoirdrukbeperking op te nemen in het besluit.

Zie verder adviesonderdeel 7 voor het advies van voorschriften over veilige operationele bandbreedte.

Conclusie Adviesonderdeel 3

SodM oordeelt dat de geplande activiteiten voor het opslaan van stoffen, waaronder de bij de activiteiten te gebruiken technieken, hulpmiddelen of stoffen in het licht van de huidige kennis en technieken, de hoeveelheid CO₂ in relatie tot het tijdvak van injectie van CO₂ en de omvang van het vergunningsgebied geen aanleiding voor een negatief advies geven.

SodM adviseert om over de samenstelling van het te injecteren gas, met als hoofdbestanddeel CO₂, een voorschrift op te nemen in een eventuele vergunning. SodM vindt het namelijk noodzakelijk dat de samenstelling van het te injecteren gas binnen de grenzen blijft waarbinnen de veiligheid en integriteit via simulaties en berekeningen is aangetoond.

Ook moeten de operationele parameters binnen de grenzen van aangetoond veilige parameters zijn tijdens de injectie. Hiervoor zullen in adviesonderdeel 7 voorschriften geadviseerd worden.

SodM oordeelt dat de geplande activiteiten voor het opslaan van CO₂ geen aanleiding voor een negatief advies geven, maar adviseert om de volgende voorwaarde op te nemen in een eventueel besluit.

De samenstelling van het gasmengsel (met hoofdbestanddeel CO₂) moet binnen de grenzen blijven waarbinnen de veiligheid en integriteit via simulaties en berekeningen is aangetoond. Deze dient daarom te voldoen aan de in de aanvraag opgenomen samenstelling (Tabel 5 van Deel I).

4. Toetsing hydraulische eenheid

Als zich, door het verlenen van de vergunning, in dezelfde hydraulische eenheid meer dan één opslagvoorkomen zou gaan bevinden, mag de vergunning op grond van artikel 27, derde lid, onder b, van de Mijnbouwwet alleen worden verleend als de potentiële drukinteracties zodanig zijn dat beide voorkomens tegelijk aan de eisen van veiligheid kunnen voldoen. Een hydraulische eenheid is een hydraulisch verbonden poriënruimte die is afgebakend door stromingsbarrières. Daarom beoordeelt SodM in dit adviesonderdeel of er drukinteractie zal zijn tussen de verschillende opslagvoorkomens. En als dit zo zou zijn, of er aan de eisen van veiligheid voldaan kan worden.

Het Porthos project beoogt om CO₂ te injecteren in drie verschillende opslagcomplexen. Deze opslagcomplexen zijn de gedepleteerde reservoirs P18-2, P18-4 en P18-6. Deze reservoirs zijn van elkaar gescheiden door breuken en breukblokken. Bijna alle grenzen van de reservoirs zijn van elkaar gescheiden door juxtapositie waardoor ze niet hydraulisch met elkaar verbonden zijn. Het reservoirgesteente is dan namelijk door breukverzet tegen ondoordringbare lagen aangekomen.

Tussen de reservoirs P18-2 en P18-6 zit echter een enkele breuk waarbij een kleine sectie van deze breuk aan beide zijden reservoirgesteente heeft. Geologische reservoirmodellering en drukhistorische waarnemingen geven aan dat de beide reservoirs afzonderlijke hydraulische eenheden vormen. Op korte termijn zal er daarom geen communicatie zijn tussen de reservoirs. Op grotere tijdschaal is dit wel mogelijk. Dit wordt ook ondersteund doordat het 'vrijwater'-contact op overeenkomstige diepte zat bij het aanboren van de reservoirs. De aanvrager stelt dat een dergelijke langzame migratie op een menselijke tijdschaal geen rol speelt.

Conclusie Adviesonderdeel 4

SodM oordeelt dat er wat onzekerheid is in de reservoirmodellen gezien de seismische resolutie en de interpretatie van deze data. SodM acht het zeer aannemelijk dat er nauwelijks drukinteractie tussen verschillende opslagvoorkomens (P18-2, P18-4 en P18-6) zal plaatsvinden.

Hoogstwaarschijnlijk zal dit niet plaatsvinden op de tijdschaal van de beoogde CO₂ injectie van ca. 20 jaar. Waar dit op een enkele plaats en op langere tijdschalen wel mogelijk is, zal de communicatie dusdanig klein en gelijkmatig zijn dat dit naar verwachting geen invloed heeft op de veiligheid.

5. Toetsing op bodembeweging

Bodembeweging omvat zowel bodemdaling en -stijging als bodemtrilling. In deze paragraaf beoordeelt SodM beide.

Bodemdaling en -stijging

Door gas te winnen, daalt de gasdruk in het gesteente waarin het gas zit opgesloten: het reservoir. Dit zorgt ervoor dat het gesteente door het gewicht van de overliggende gesteentelagen wordt samengedrukt. Dit wordt ook wel compactie van het reservoirgesteente genoemd. Doordat de overliggende lagen meebewegen, ontstaat bodemdaling.

Door de beoogde CO₂-opslag van de aanvraag stijgt de gasdruk in het reservoirgesteente. Hierdoor zal het proces van compactie deels omkeren, met als gevolg dat de bodem weer omhoog komt. Door deze bodemstijging zal de bodemdaling die tijdens de gaswinning is opgetreden deels teniet worden gedaan. Dit is afhankelijk van hoe het reservoirgesteente tijdens de gaswinning vervormt. Omdat het gesteente waarschijnlijk niet geheel terugveert, is een deel van de netto bodemdaling permanent, ook als door CO₂-injectie de oorspronkelijke gasdruk herstelt.

Bodemdaling door gaswinning, voorafgaand aan CO₂-opslag

Doordat er in veld P18-2 gas is gewonnen en de druk in het veld is gedaald tot ongeveer 20 bar, is de bodem gedaald. Deze bodemdaling vormt een soort ondiepe, brede kom: de bodemdalingskom. Deze bodemdaling is door de aanvrager met computermodellen berekend, maar wordt niet gemeten. Dit is voor verwachte, kleine bodemdalingen offshore niet nodig.

Gasveld P18-2 is met de drukdaling tot ongeveer 20 bar bijna leeggeproduceerd (i.e.: niet langer economisch winbaar) en is daarmee een zogenoemd gedepleteerd gasveld. De gaswinning zal worden gestopt voordat in het gasveld CO₂ zal worden opgeslagen.

De aanvrager heeft berekend dat de bodemdaling bij de start van injectie maximaal 10,1 centimeter bedraagt (zie aanvraag deel III, sectie 7.2, alsmede bijlage 12c, rapport van Fenix Consulting over de bodemdaling). Dit geldt voor het midden van de bodemdalingskom en gaat uit van het meest ongunstige scenario. Ter hoogte van het platform komt dit uit op 7,6 cm in hetzelfde scenario.

Bodemstijging door CO₂-opslag

De injectie van CO₂ verhoogt de gasdruk in het reservoir weer. Hierdoor veert de bodem deels terug: bodemstijging. De mate van bodemstijging (en dus netto bodemdaling) hangt af van hoe het reservoirgesteente vervormd is tijdens de gaswinningsfase. Zoals eerder beschreven, staat het reservoirgesteente onder spanning door het gewicht van de bovenliggende lagen. Als er gasdruk is in de poriën van het gesteente, duwt dit gas als het ware de bovenliggende lagen terug. Daardoor staat er effectief minder verticale spanning op het reservoirgesteente. Door de gasdruk in het reservoir te verminderen, neemt de effectieve spanning juist toe. Onder deze hogere effectieve spanning kan het gesteente op twee manieren vervormen: elastisch en niet-elastisch. Als de vervorming alleen elastisch is, veert het reservoirgesteente terug naar zijn oorspronkelijke vorm als de gasdruk weer gelijk is aan die van voor de winning. De netto bodemdaling zal dan volledig teniet worden gedaan worden. Bij niet-elastische vervorming vervormt het gesteente permanent, en zal het niet terugveren. In dat geval is de netto bodemdaling gelijk aan dat van na de gaswinningsfase. Om de hoeveelheid netto bodemdaling in te schatten, moet geschat worden

hoeveel van de vervorming elastisch is, en hoeveel niet-elastisch. Hierover doet de aanvrager aannames.

Onder de aanname dat de compactie volledig elastisch zal zijn en de druk in het reservoir op hetzelfde niveau komt als dat van voor de gaswinning, veert de bodem terug naar netto nul bodemdaling/-stijging. Echter de aanvrager gaat in zijn plannen niet terug naar de oorspronkelijke gasdruk. Daardoor zal er een netto bodemdaling zijn na het opslaan van CO₂. In de onderbouwing werkt de aanvrager ook een scenario uit waarin de gasdruk wordt opgevoerd tot de hydrostatische druk: de druk die er zou zijn door de waterkolom, zonder dat er een oorspronkelijke gasdruk zou zijn. In dit scenario is er een totaal van 0,5 cm bodemdaling (nabij het platform). Als de gasdruk naar 90% van de hydrostatische druk gaat, is dit 1,3 cm.

De bodemdaling is in het geval van niet-elastische compactie niet exact berekend. Er zijn geen resultaten vanuit de 'core test evaluation' (bijlage 14, rapport van Fenix Consulting over mechanische testen op boorkernmateriaal), gebruikt om de mate van compactie te onderbouwen. De onderbouwing (bijlage 12c van aanvraag) gaat uit van een scenario dat de hoeveelheid terugveren beperkt tot 40%. In dat scenario blijft er aan het einde van injectie een bodemdaling over van 5,8 cm (bij 100% van de hydrostatische druk) of 6,0 cm (bij 90% van de hydrostatische druk).

Deze bodemdalingsetallen zijn van toepassing op de locatie bij het platform. De maximale waarde in het midden van de bodemdalingssom zal iets meer zijn. Uitgaand van het verschil bij de start van injectie, kunnen de waarden voor bodemdaling maximaal 2,4 cm meer zijn dan de gerapporteerde waarden. SodM neemt dit mee als een foutmarge in de beoordeling.

Beoordeling van SodM van het risico van bodemdaling en -stijging

SodM heeft de bodemdaling in de aanvraag en de bijlagen beoordeeld, en kan zich grotendeels vinden in de onderbouwing. Uitgaand van een extreem scenario waarbij de bodemdaling in zijn geheel niet-elastisch is (en er dus geen terugvering plaatsvindt) zijn de bodemdalingseffecten naar verwachting nog steeds beperkt. In een meer realistisch scenario zal de bodemdaling naar verwachting minder worden gedurende de injectie van CO₂, waardoor een deel van de bodemdaling door gaswinning teniet wordt gedaan. SodM acht de risico's als gevolg van bodemdaling en/of -stijging daarom verwaarloosbaar.

Bodemtrilling

Druk- en temperatuurveranderingen in het reservoirgesteente kunnen voor spanningsveranderingen zorgen op de breuken in en langs het reservoir. Deze spanningsveranderingen kunnen leiden tot plotselinge verplaatsingen langs de breuk in de vorm van bevingen.

De aanvrager geeft een inschatting van het risico van bevingen (seismiciteit) in hoofdstuk 2, 3 en 5 van deel II (beschrijving CO₂-opslag) van de aanvraag en in het risicobeheersplan (deel III aanvraag). In technische bijlage 12 wordt deze risicoinschatting op basis van geomechanische modelberekeningen nader onderbouwd. Door de complexe fysische processing van druk, temperatuur en spanningsveranderingen en complexe modelberekeningen volgt hierna eerst een algemene uitleg. Daarna volgt bevindingen van de aanvrager En daarna volgt de beoordeling van SodM, waarbij de punten van de externe review (NORCE, Bijlage 3) zijn meegenomen.

Invloed van druk en temperatuur op de spanningstoestand langs breuken

De CO₂-injectie in het reservoirgesteente zorgt voor spanningsveranderingen op de breuken in en langs het reservoir. Deze spanningsveranderingen kunnen leiden tot een situatie waar stukken breukvlak instabiel worden. Instabiele stukken breukvlak kunnen mogelijk gaan verschuiven. In geval van plotselinge, schoksgewijze verschuiving langs het breukvlak ontstaat een aardbeving. De (effectieve) gesteentespanning zal veranderen doordat de gasdruk in het reservoir toeneemt bij het vullen met CO₂.

Daarnaast kan de gesteentespanning ook van plek tot plek verschillen door afkoelingseffecten. De temperatuur van het geïnjecteerde CO₂ is lager dan de temperatuur in het reservoir. Daarnaast is

er sprake van verdere afkoeling door het 'Joule-Thomson-effect', waarbij gas dat plotseling verandert naar een lagere druk ook afkoelt. Dit proces vindt plaats op de plek waar het CO₂ mengsel vanuit de putten het reservoir in gaat.

Er spelen drie processen die de spanningstoestand op breuken beïnvloeden tijdens injectie:

- 1) Het destabiliserende effect van verhoging van poriedruk. Dit zorgt voor afname van effectieve normaalspanning bij alle breuken in en langs het reservoir. De normaalspanning is de spanning loodrecht op het breukvlak en kan worden gezien als de samenduwende gesteentespanning. Als deze hoger is, dan is het lastiger om te schuiven langs het breukvlak. Het effect van gas- of waterdruk op de breuk is dat de twee vlakken (weerszijden van de breuk) juist weer een beetje uit elkaar geduwd worden. Het netto effect daarvan is een lagere effectieve normaalspanning.
- 2) Het verlagen van schuifspanning door omkering van de compactie overal in het reservoir heeft een stabiliserend effect. Deze schuifspanning is verhoogd tijdens gaswinning. Bij lagen gasdrukken wordt het reservoir door de bovenliggende lagen samengedruwd doordat de effectieve normaalspanning toeneemt. De gesteentelagen buiten het reservoir drukken niet samen. Het gesteente aan de andere kant van de breuk, vanuit het reservoir gezien kan een andere laag zijn door verzet op de breuk. Door verschillen in de spanningstoestand aan weerszijden van de breuk ontstaan er veranderingen in de schuifspanning langs de breuk. Dit kan ook het geval zijn bij breuken binnen het reservoir met voldoende verzet. Doordat de druk in het reservoir weer toeneemt tijdens injectie van CO₂ neemt dit effect af.
- 3) Het verlagen van de temperatuur zorgt ervoor dat het gesteente een geringe hoeveelheid wil krimpen. Dit gaat echter niet zomaar omdat het onder spanning staat. Het gevolg daarvan is dat de spanning in het gesteente afneemt. Dit proces vindt ook plaats nabij breuken, hier neemt de normaalspanning af waar het koufront de breuk bereikt heeft. Dit heeft een destabiliserend effect.

De stabiliteit van breuken is (versimpeld gezien) afhankelijk van de statische frictie coëfficiënt en cohesie. De statische frictiecoëfficiënt beschrijft de maximale verhouding tussen spanning die loodrecht (effectieve normaalspanning) op een breukvlak en langs een breukvlak (schuifspanning) kunnen bestaan zonder dat er beweging optreedt. De statische frictiecoëfficiënt kan worden gezien als de ruwheid van twee tegen elkaar liggende vlakken die langs elkaar schuiven. Als het breukcontact ruwer is, dan is er een grotere schuifspanning nodig voor breukbeweging bij dezelfde hoeveelheid normaalspanning: een hogere statische frictiecoëfficiënt. De cohesie kan worden gezien als een soort lijm, waardoor breukbeweging lastiger is. Een hogere statische frictiecoëfficiënt geeft een stabielere breuk. De cohesie geeft de weerstand tegen schuifspanning zonder invloed van normaalspanning aan. Een hogere cohesie zorgt voor een stabielere breuk. De statische frictiecoëfficiënt beschrijft alleen de situatie waarbij er nog geen breukbeweging plaatsvindt. Op het moment dat er eenmaal breukbeweging is dan is er sprake van de dynamische frictiecoëfficiënt, die doorgaans lager is dan de statische variant.

Inschatting van bevingsrisico op basis van geomechanica modellen

De drukverandering en de verspreiding van kouder CO₂ worden door de aanvrager berekend met een computersimulatie, een dynamisch reservoirmodel. De effecten daarvan op de spanning op verschillende plekken in het reservoir worden vervolgens berekend met een tweede type model waar de geomechanica aan bod komt.

Geomechanische modelberekeningen worden gemaakt om de spanningsverandering te bepalen en om daarmee een inschatting te maken van de kans op breukverschuivingen en het risico van aardbevingen. Daarbij is het nodig om aannames te maken over eigenschappen van het gesteente en over de beginomstandigheden. Het is een veel voorkomende beperking bij modellen van de ondergrond is dat de gesteente-eigenschappen en van de begin-omstandigheden niet goed bekend zijn. Een manier om met deze onzekerheden om te gaan is de parameters systematisch te variëren en te kijken wat de variatie is in de resultaten. Vervolgens kunnen de parameters in het model dusdanig gekozen worden om diverse scenario's uit te werken, waaronder een verwacht

scenario en het slechtste geval ("worst case"). In het worst case scenario wordt uitgegaan van parameters die het grootste risico opleveren.

Inschatting van het risico van seismiciteit door de aanvrager

Vergelijking van spanningstoestand tijdens injectie van CO₂ in vergelijking met het einde van gaswinning

Voor de risico-inschatting van de CO₂-opslag kan spanningsverandering door de CO₂-opslag worden vergeleken met de situatie ten tijde van het stoppen van de gaswinning. Hierbij wordt gekeken naar de spanning rond afsluitende randbreuken van het reservoir. De aanvrager stelt dat tijdens de CO₂ injectiefase het reservoir weer terugveert naar zijn originele dikte. Effecten van inelastische compactie (dus niet volledig terugveren, maar wel deels) zijn volgens de aanvraag insignificant. Daarbij wordt uitgegaan van de ervaring met andere gasopslag reservoirs.

De aanvrager heeft naast het effect van de poriedruk verhogen ook laten zien wat het effect is van de lagere temperatuur door het injecteren van CO₂ op de spanning in ondergrond. De twee effecten werken in omgekeerde richting: herstellen van de gasdruk heeft een stabiliserend effect, maar afkoeling kan juist de spanning op de breuk laten afnemen, waardoor deze instabiel kan raken.

De aanvrager laat in haar simulaties zien dat alleen bij het slechtste geval (*worst case scenario*) de breuken instabiel raken op het moment dat het koufront in de ondergrond de breuken bereikt. In een paar gevallen leidt dit effect tot een breukbelasting die kritischer is dan tijdens de gaswinning, met een mogelijk hogere magnitude van seismiciteit, tot een maximum van $M=2,4$. Tijdens de gaswinning is er geen seismiciteit gemeten. Met het beschikbare (KNMI)-meetnet kunnen echter alleen bevingen boven een magnitude $M=1,5-2,0$ gemeten worden. Dit feit wordt gebruikt om aan te nemen dat als er seismiciteit geweest zou zijn, dit maximaal een magnitude van $M=2,0$ zou hebben gehad. Vervolgens wordt die magnitude gebruikt om een inschatting te maken van de mate van breukstabiliteit (de sterkte, zie technische onderbouwing 12a), in termen van de statische frictiecoëfficiënt en de cohesie.

Inschatting van de breuksterkte

In de systematiek wordt uitgegaan van het scenario dat als de breuken bewogen hebben, de magnitude van de seismiciteit niet meetbaar geweest is. In het model wordt langs al het breukoppervlak berekend wat de spanningstoestand is, en of delen van het breukoppervlak kritisch belast zijn of niet. De scheidlijn tussen wel of niet kritisch belast is de Mohr-Coulomb lijn, en is gedefinieerd door de statische frictiecoëfficiënt en de cohesie (die bepalen samen de sterkte van de breuk). Door het oppervlak van alle delen kritiek breukvlak bij elkaar op te tellen wordt het totale oppervlak kritiek breukvlak berekend. Hiermee kan een inschatting van de magnitude van een mogelijke beving worden gemaakt. Deze rekenwijze wordt in de onderbouwing in bijlage 12 vervolgens ook andersom gehanteerd door op basis van magnitude van een beving een inschatting te maken van de statische frictiecoëfficiënt en de cohesie parameters.

In de geomechanische modellering wordt de spanningstoestand ter hoogte van de breuken berekend op het moment van het einde van de gaswinning. Hierbij wordt uitgaande van het worst case scenario, zoals een relatief lage gradient voor de minimum in-situ spanning. Op basis hiervan wordt berekend wat de hoeveelheid breukvlak geweest is en welke magnitude hier bij zou horen. Hierbij wordt voor de breuksterkte uitgegaan van statische frictiecoëfficiënt van 0,55 of 0,60 en geen cohesie. De hieruit volgende theoretische magnitude wordt vergeleken met de detectiegrens van het seismiciteit meetnet: $M=2,0$. Een beving van $M=2,0$ is de maximum magnitude die zou kunnen hebben opgetreden zonder dat de beving door het meetnet werd opgemerkt. Als de theoretische zwaardere beving zou hebben plaatsgevonden zou deze opgemerkt zijn. Maar omdat er geen bevingen gemeten zijn, moet de breuk dus wel sterker geweest zijn. Bij de kalibratie van de breuksterkte wordt onderbouwd dat er in algemene zin meer bekend is over de statische frictiecoëfficiënt dan over de cohesie. Daarom wordt deze vastgezet, en de cohesie vervolgens bepaald. Dit wordt de '*gekalibreerde cohesie*' genoemd. Deze wordt uitgewerkt voor 4 scenario's: een statische frictiecoëfficiënt van 0,60 of 0,55; een maximale magnitude van $M=2,0$ of $M=2,5$ (0,5 magnitudepunt hoger dan de detectielimiet wat gezien kan worden als een ongunstig scenario). Vervolgens wordt ook met deze '*gekalibreerde cohesie*' de ontwikkeling van de

spanningstoestand op breuken berekend door de druktoename en afkoeling als gevolg van de CO₂ opslag.

Computersimulaties van kritisch belast breukoppervlak door toename gasdruk en afname temperatuur

Nadat de eigenschappen van de breuk zijn vastgesteld wordt een computersimulatie van de druk verricht waarbij gekeken wordt hoe de spanningstoestand verandert op diverse breukvlakken. De drie processen (poriedruk, decompactie en temperatuur) veranderen qua hoeveelheid invloed op stabiliteit gedurende de injectiefase. Daardoor is de verandering van de spanningstoestand in de tijd (het stress-pad) complex en per plek langs de breuk verschillend. De aanvrager bepaalt de hoeveelheid instabiel breukvlak voor een aantal momenten gedurende de injectie, en vertaalt het totale oppervlak naar de magnitude van de eventuele seismiciteit. Hieruit volgt de trend dat het stabiliserende effect van terugverende compactie eerst dominant is, en er minder kritisch belast breukoppervlak is. Pas gedurende de eindfase van injectie spelen de poriedruk-effecten (verlagen van effectieve normalaspanning) en temperatuureffecten een grotere rol waardoor er juist weer meer kritisch belast breukoppervlak kan zijn. De maximale magnitude volgend uit deze modellen voor de meest ongunstig geplaatste breuk is een $M=2,4$ aan het einde van injectie.

De aanvrager heeft ook gekeken naar mogelijke breuken die zich in de buurt van een injector bevinden, die niet bij het in kaart brengen van de ondergrond duidelijk zijn geworden, bijvoorbeeld doordat de hoeveelheid relatieve verplaatsing te klein is. Ook hier wordt uitgegaan van een ongunstig scenario. In dit geval laten de berekeningen een maximale magnitude van $M=2,8$ zien.

Inschatting van het seismisch risico uit de bevingkans en maximale realistische magnitude

Tenslotte is ook de maximale realistische magnitude berekend volgens de leidraad die opgesteld is om het risico van geïnduceerde bevingen bij gaswinning in te schatten². Daarbij wordt opgemerkt dat deze leidraad in principe bedoeld is voor de gaswinningsfase. De berekening uit de leidraad gaat uit van het scenario waarbij het oppervlak waar breukbeweging kan voorkomen gelijk is aan het totale oppervlak van de breuk wat aan het reservoir grenst. Bij gaswinning wordt immers in het gehele reservoir de druk verlaagd, dus overal waar de breuk grenst aan het reservoir vinden dezelfde effecten plaats. Op basis van deze methode is voor de meest ongunstige breuk (de langste) de maximale magnitude $M=4,1$.

Vervolgens gaat de aanvrager in op de mogelijke bovengrondse gevolgen van de bevingen. Bovengronds bevindt zich het platform waar eventueel schade aan kan ontstaan in het geval van seismiciteit. Andere infrastructuur in de nabijheid is het (geplande) windpark "Hollandse Kust Zuid, deel 3". Dit gebied ligt op ca. 4,5 kilometer van de noordwestelijke grens van het P18-2 veld (Doc-9, vraagbeantwoording over Mmax), en wordt naar verwachting medio 2022 in gebruik genomen. Bij de vertaling van magnitude naar maximale grondversnelling (Peak Ground Acceleration, PGA) wordt gebruik gemaakt van de gemeten ervaringen op het land, nabij Groningen en Roswinkel. In Groningen is er een versterkend effect door de relatief slappe bodemlagen die er aanwezig zijn. Daardoor levert een beving van $M=3,0$ een maximale grondversnelling van 5% van de zwaartekrachtversnelling op (5% g). De aanvrager beredeneert dat het P18 veld beter te vergelijken is met Roswinkel waar de slappe bodemlagen in mindere mate aanwezig zijn. Hier zou een $M=3,0$ een PGA van 2% g opleveren. Gegeven dat de maximale magnitude op basis van de reservoirmodellen lager uitvalt dan de $M=3,0$ (maximaal $M=2,8$ bij ongekaarteerde breuk) valt de PGA ook lager uit. De PGA's voor het scenario van $M=4,1$ zijn niet berekend. Tot slot beschrijft de aanvrager de sterkte van de het boorplatform, ook in termen van maximale versnelling waarbij er nog geen schade is. Voor infrastructuur op zee (offshore constructies waaronder de geplande windmolens) in het Noordzeegebied geldt een regionale ISO/API-norm die uitgaat van een impliciete PGA-waarde kleiner dan 10% g. De berekende PGA-waarden als gevolg van seismiciteit valt hier onder, met uitzondering van het $M=4,1$ scenario. De aanvrager vult dit aan met observaties uit Azië en de Perzische golf waar bepaald is dat structurele schade pas bij 30% g plaats vond voor verouderde infrastructuur, 50% g voor nieuwe. De aanvrager stelt daarom dat de kans op schade als gevolg van seismiciteit verwaarloosbaar is.

² SodM, (2016), "METHODIEK VOOR RISICOANALYSE OMTRENT GEÏNDUCEERDE BEVINGEN DOOR GASWINNING. Tijdelijke leidraad voor adressering Mbb. 24.1.P, versie 1.2", Den Haag.

Beoordeling van SodM van het risico van seismiciteit

De bovenstaande onderbouwing is binnen SodM geanalyseerd en daarnaast extern gecontroleerd door NORCE, die extern in opdracht van SodM de stukken gereviewd hebben (Bijlage 3 bij advies). NORCE concludeert dat er over het algemeen een gedegen modellering is uitgevoerd volgens de laatste stand der techniek naar de geomechanische effecten van CO₂-injectie op de druk, temperatuur en spanningsverandering in het reservoir. Omdat de geomechanische modellen gedegen zijn voor de inschatting van spanningsveranderingen, onderschrijft SodM de aanpak om de inschatting van de kans op bevingen te baseren op deze modellen waarin de hoeveelheid kritisch belast breukoppervlak voor worst case scenario's is doorgerekend.

In algemene zin deelt SodM de trend van veranderingen in breukbelasting zoals de aanvrager beschrijft, waarbij in de modelresultaten de hoeveelheid kritisch belast breukoppervlak wordt uitgedrukt in termen een maximale magnitude $M=2,4$. SodM concludeert dat in de beginfase van injecteren de schuifspanningen zullen afnemen (door differentiële compactie), en het stabiliserende effect hiervan weegt op tegen het destabiliserende effect van verhogen van poriedruk (afname effectieve normaalspanning). Als temperatuureffecten niet worden meegenomen en de compactie volledig elastisch is geweest (volledig terugveren) herstelt gesteentespanning op breukken zich in principe en zou het risico van beven lager zijn dan tijdens de (eindfase) van gaswinning. Temperatuureffecten spelen echter wel een rol, maar de precieze invloed ervan is onzeker, aangezien deze afhankelijk is van de verspreiding van CO₂ in het reservoir en verschilt van plek tot plek. De verspreiding hangt af van hoe scheurvorming in het reservoir ontwikkeld, en scheurvorming wordt op zichzelf weer beïnvloed door thermisch geïnduceerde lagere spanning in de ondergrond. Scheurvorming is een complex probleem met grote onzekerheden. SodM vindt de modellen van de thermische verspreiding die de aanvrager aanlevert plausibel, maar ziet wel een aantal aannames en onzekerheden die in werkelijkheid anders zouden kunnen zijn.

Er zitten ook grote onzekerheden in andere onderdelen van de modellering, zoals bij de vertaling van het thermische model (GEM) naar het geomechanica model (Comsol). Ook bij de bepaling van de sterkte van de breuk zijn er grote onzekerheden. Hierin wordt de magnitude gerelateerd aan de grootte van het breukvlak waar verplaatsing op heeft plaats gevonden. Daarbij wordt uitgegaan dat alleen de gedeelten van het breukvlak die instabiel / kritiek zijn bijdragen aan het oppervlak wat bewogen heeft. Echter kunnen ook stabiele gedeelten van de breuk die naast instabiele gedeelten zitten meebewegen. Met andere woorden, de aanvrager gaat uit van een statische benadering terwijl deze dynamisch zou moeten zijn. Echter brengt dit wel extra onzekerheden met zich mee. Dit kan deels ondervangen worden door uit te gaan van conservatieve scenario's zoals de hogere magnitude (2,5) die theoretisch heeft plaatsgevonden maar nooit gemeten is.

De specifieke onderbouwing hoe de magnitude berekend ontbreekt in de technische bijlage. Vermoedelijk worden er in de berekening aannames gedaan over de spanningsverlaging tijdens de beving (de stress drop) en de verplaatsing langs de breuk, maar deze zijn niet vermeld. Daarmee is het niet mogelijk om de "gekalibreerde cohesie"-methode te toetsen. Wel acht SodM de uitkomst plausibel, maar onzeker.

SodM kan de onderbouwing van de kans op seismiciteit volgen en acht de uitkomsten van het plausibel, maar vanwege de stapeling van aannames en onzekerheden ziet SodM dit niet als worst case scenario. Hierbij moet worden opgemerkt dat in de onderbouwing van de kans op seismiciteit al is uitgegaan van ongunstige injectiescenarios, die in werkelijkheid waar mogelijk vermeden zullen worden (Base case).

Beoordeling van de maximale realistische magnitude inschatting

Ook bij de vertaling van magnitude naar grondversnelling (PGA) zitten onzekerheden. De aanvrager verwijst hiervoor naar de relatie opgesteld door het KNMI (Dost et al., 2013)³. Echter geeft ook dit werk aan dat er een bepaalde onzekerheidsbandbreedte van toepassing is. Het is onduidelijk hoe de aanvrager is omgegaan met deze onzekerheden. Enkel in bewoording wordt de

³ Dost, B., Caccavale, M., van Eck, T. & Kraaijpoel, D., (2013), "Report on the expected PGV and PGA values for induced earthquakes in the Groningen area", KNMI report

PGA (2% g) gegeven voor een aardbeving van $M=3,0$ nabij Roswinkel. De aanvrager stelt hier dat de ondergrond bij het P18-2 veld niet te vergelijken is met de ondergrond in Groningen, waar de PGA op 5% g zou uitkomen. Zonder onderbouwing van de opbouw van de ondiepere lagen is dit niet te verifiëren.

Als manier van omgaan met de bovengenoemde onzekerheden gaat SodM daarom uit van het ongunstigste scenario waar het gehele breukoppervlak beweegt, zoals berekend via de leidraad geïnduceerde seismiciteit (voor referentie zie vorige sectie). Hierbij wordt uitgegaan van een aardbeving met $M=4,1$. Overige aspecten van de leidraad, met name de bovengrondse situatie zijn niet van toepassing, omdat de aanvrager een meer gedetailleerde risicoschatting maakt.

Beoordeling van groundbeweging en van schade door bevingen

SodM heeft een inschatting gemaakt van de verwachte hoeveelheid maximale versnelling (PGA) bij het $M=4,1$ scenario op basis van de methode van Dost et al., 2013, gelijk aan de aanvrager. In deze methode is een onzekerheidsbandbreedte ($\pm 1 \sigma$) gebruikt op basis van de op dat moment beschikbare data. SodM toetst op basis van de bovenkant (hogere PGA's, $+1 \sigma$) van de bandbreedte, om op die manier onzekerheid door de bodemgesteldheid mee te nemen (bijvoorbeeld als gevolg van slappe veenlagen). Omdat de $M=4,1$ zelf al een conservatieve inschatting is levert een stapeling van conservatieve scenario's op, wat onrealistisch kan zijn. De effecten van de $M=4,1$ worden ingeschat voor het platform (direct boven de beving), nabij het dichtstbijzijnde windmolenpark (4,5 km) en aan de kust.

In dit extreme scenario komt de PGA bij het platform relatief hoog uit. Echter deelt SodM de mening dat het platform een relatief hoge PGA-grenswaarde voor schade heeft omdat het ontworpen is om ook storm op zee te kunnen weerstaan. Nabij het dichtstbijzijnde windmolenpark valt de PGA enkele procentpunten boven de 10% g ISO/API norm. Aan de kust (zo'n 15 km vanaf het platform) zijn de effecten sterk verminderd en acht SodM het onwaarschijnlijk dat het schade zal opleveren.

Uitgaande van het $M=4,1$ scenario waarbij er op het gehele breukvlak beweging optreedt en de daaruitvolgende PGA-waarde (grondversnelling) relatief hoog is, is het onwaarschijnlijk dat dit zal leiden tot structurele schade bovengronds. SodM acht daarom het de kans op schade door seismiciteit als onwaarschijnlijk, en het risico daarmee voldoende beperkt.

Conclusie adviesonderdeel 5

SodM concludeert dat de risico's van bodembeweging (zowel bodemdaling/-stijging als bodemtrilling) naar verwachting beperkt zullen zijn.

Door injectie van CO_2 wordt de bodemdaling door gaswinning deels teniet gedaan. De hoeveelheid daarvan is niet goed te bepalen door onzekerheid in het mechanische gedrag van het reservoir, met name over de mate van elasticiteit. Zelfs als SodM uit gaat van een scenario waar dat niet het geval is, is de netto hoeveelheid bodemdaling (dus na gaswinning en CO_2 injectie) nog voldoende beperkt.

Met betrekking tot bodemtrilling heeft injectie tot gevolg dat de spanningen ter hoogte van de breuken veranderen. Naar verwachting zullen de breuken eerst stabiliseren doordat het reservoir deels terugveert, maar later gedurende de injectie is er een destabiliserend effect door verhoogde poriedruk en temperatuureffecten. Ook hiervoor geldt dat er onzekerheden zijn. Maar omdat SodM zelfs met de ongunstigste scenario's de kans op schade als gevolg van seismiciteit onwaarschijnlijk acht, is het risico van aardbevingen voldoende beperkt.

SodM zal in adviesonderdeel 7 voorschrijven adviseert voor de begrenzing van de reservoirdruk en van het debiet en injectiedruk in de putten. Die laatste parameters zijn van invloed op de temperatuur waarmee het CO_2 wordt geïnjecteerd. Met voorschriften over de drukbegrenzing, die vallen binnen de voorgestelde operationele parameters van de *Base case* kan CO_2 -opslag worden uitgevoerd met een aanvaardbaar risico van bodembeweging. Het risico van lekkage door de ontwikkeling van een lekpad als gevolg van breukverschuiving wordt in adviesonderdeel 6 behandeld.

6. Toetsing op nadelige gevolgen voor veiligheid, milieu en gezondheid

In deze paragraaf zal worden beoordeeld of er bij opslag onder de voorgestelde exploitatievoorwaarden een significant risico van lekkage bestaat, of significante milieu- of gezondheidsrisico's bestaan.

Lekkage vormt de belangrijkste mogelijke oorzaak met nadelige gevolgen voor de veiligheid voor mens en milieu. In dit advies is, conform de definitie in de Europese richtlijn 2009/31/EG, sprake van lekkage als er CO₂ vanuit het opslagcomplex naar het daarbuiten gelegen gesteente stroomt. Tot het opslagcomplex wordt zowel het opslagreservoir en de bovenliggende afsluitende laag gerekend. Voor CO₂-opslag geldt dus dat migratie binnen de afsluitende laag (als onderdeel van het opslagcomplex) niet als lekkage wordt gedefinieerd. Het opslagcomplex is door de aanvrager in de aanvraag (Deel II van aanvraag, §2.2) gespecificeerd.

Op deze basis zal SodM beoordelen of de kans op een lekkage en de omvang van die lekkage, in samenhang beschouwd, zodanig groot is dat niet meer kan worden gesproken van een (milieu)veilige opslag van CO₂.

Lekkage als risicofactor voor mens en milieu

Aanpak van risico-inschatting en risicobeoordeling

Het risico van lekkage wordt gedefinieerd als de kans op lekkage maal het effect hier van. De kans op lekkage wordt door SodM beschouwd als de mogelijkheid van de ongewenste gebeurtenis van uitstroom van CO₂ uit het opslagcomplex. Het effect is de doorwerking van de lekkage (zoals verontreiniging) op de omgeving buiten het opslagcomplex. Het risico van deze ongewenste gebeurtenis is onaanvaardbaar bij een te hoge kans op, of een groot negatief effect van uitstroom uit het opslagcomplex. Echter, een grote kans op een gebeurtenis kan aanvaardbaar zijn als het effect verwaarloosbaar is. En andersom kan ook gebeurtenis met een potentieel groter effect in een risicoafweging aanvaardbaar zijn als de kans op die gebeurtenis (zeer) klein is.

Het risico van lekkage kan door middel van risicobeheersing tot een aanvaardbaar niveau worden gereduceerd. Hierbij wordt gekeken naar de mogelijkheid om met preventieve en mitigerende maatregelen het risico van lekkage (uitstroom uit opslagcomplex) te verkleinen. Dit kan met behulp van fysieke barrières zoals de verbuizing in putten en met operationele maatregelen zoals de begrenzing van de gasdruk in de injectieputten en in het opslagreservoir. Bij het vaststellen van operationele drukgrenzen speelt ook de borging van de of afsluitende kleilagen boven het opslagreservoir als barriere mee.

Identificatie van potentiële lekpaden

De aanvrager onderscheidt in de aanvraag (Deel II en III van de aanvraag) een aantal potentiële lekpaden. In de beoordeling zijn deze op compleetheid getoetst en is een opsplitsing in de risicobeoordeling gemaakt tussen put-gerelateerde en reservoir-gerelateerde lekkage. De aanvrager heeft de volgende mogelijke lekpaden geïdentificeerd en SodM heeft deze op compleetheid gecontroleerd:

Put gerelateerde lekkage:

- a. Via componenten van de injectieputten
- b. Via buiten gebruik gestelde putten
- c. Via micro-annuli langs de injectieputten

Reservoir gerelateerde lekkage:

- a. Via laterale verplaatsing voorbij de randen van het opslagcomplex
- b. Via scheur in afsluitende laag
- c. Via breuken

De mogelijkheid van permanente insluiting van CO₂

De aanvrager omschrijft dat het te injecteren CO₂ permanent in het lege gasveld opgeslagen zal blijven, net als dat methaan van nature in het gasveld gedurende miljoenen jaren zat ingesloten (Deel II aanvraag, §3.8.1). Het aardgas is over lange geologische tijdschalen goed ingesloten geweest in het P18-2-gasveld en volgens de aanvrager zal CO₂ onder dezelfde omstandigheden ook goed ingesloten kunnen blijven.

De aanvrager geeft aan dat CO₂ in het P18-2 reservoir opgesloten blijft op basis van een combinatie van twee barrières: (I) de structurele vorm ('trap') van het reservoir in combinatie met de afsluitende laag en breuken en (II) een gas/vloeistofdruk die lager is dan de druk in boven- en naastgelegen gesteentelagen. Vanwege drukverschil vindt immers stroming plaats van een omgeving met hoge druk naar een omgeving met lage druk. Indien de druk in het reservoir lager blijft dan de omgeving kan er geen uitstroom uit het reservoir ontstaan.

De NORCE-reviewer (bijlage 3) merkt hier aanvullend over op dat er vier mogelijke mechanismes zijn om CO₂ voor de lange termijn ingesloten te houden (§6.1 over 'trapping mechanisme' en 'lange-termijn immobilisatie'). Naast een '*structural trapping*' van een bovenliggende afsluitende laag en aangrenzende afsluitende breuken bestaan ook nog de mechanismes van '*residual trapping*', '*solubility trapping*' en '*mineral trapping*'. Het CO₂ zit, zoals de reviewer toelicht (bijlage 3) in het opslagcomplex in 'vrije vorm' (gasfase dan wel superkritische fase, afhankelijk van druk en temperatuur) en komt (merendeels) niet in opgeloste vorm in formatiewater terecht waardoor deze laatste drie mechanismes niet van toepassing zijn in het opslagcomplex.

De vraag is of met de gasproductie en bij de CO₂-injectie en -opslag de mate waarin de gesteentelagen en breuken hun afsluitende werking kunnen behouden onveranderd blijft.

Wat is de rol van koud CO₂ bij de vorming van lekpaden?

Als gevolg van CO₂-injectie in een leeg gasveld treedt onvermijdelijk sterke afkoeling op van de putten en het reservoir. Die afkoeling treedt op doordat CO₂ onder druk wordt getransporteerd en er een sterke drukdaling optreedt vanaf de putten tot in het gedepleteerde reservoir. Bij deze sterke drukdaling van een gas treedt afkoeling op vanwege het expansieproces van het gas. Ook bij de faseovergang van CO₂-gasfase naar superkritische fase zal er afkoeling in de putten en reservoir ontstaan.

De sterke afkoeling treedt vooral op in de eerste jaren van de CO₂-opslag bij lage drukken in het reservoir. De afkoeling van de putten en reservoir resulteert in krimp van putmateriaal, cement van de putten en het gesteente. Door de krimp ontstaan haarscheurtjes, die zich kunnen verbinden tot een netwerk waaruit uiteindelijk zich lekpaden kunnen vormen. Rond de putten vormen deze haarscheurtjes zich op de grensvlakken van de verbuizing, cement en gesteente tot scheurnetwerken in de lengte richting parallel aan de put. Dit netwerk wordt micro-annuli genoemd. Naarmate het reservoir gevuld wordt, zal door de hogere drukken in het reservoir de afkoeling afnemen.

De vraag is in hoeverre (haar)scheurtjes rond de putten en in de onderkant van de afsluitende laag zich ontwikkelen tot een lekpad dat voorbij de afsluitende laag groeit. Er ontstaan risico's op migratie en lekkage van CO₂ wanneer zij nog openstaan op het moment dat injectiedrukken hoger worden in de eindfase van het vullen van het reservoir.

De rol van gas- en vloeistofdrukken op lekkage

Een belangrijk uitgangspunt van de aanvrager is dat tijdens de injectiefase de gas- en vloeistofdruk in het reservoir onder de hydrostatische druk blijft (Deel II aanvraag, §3.8.1). De hydrostatische druk is de vloeistofdruk die in het reservoir zou zijn als er een stabiele waterkolom tot aan het aardoppervlak zou zijn. Indien de reservoirdruk lager wordt gehouden dan hydrostatisch, kan dit als een 'hydraulische barrière' functioneren. Deze barrière is gebaseerd op fysische wetten waarbij stroming (uitgezonderd diffusie) niet zal optreden tegen de drukgradiënt in. Als er sprake zou zijn van een lekpad dan stroomt een gas of vloeistof in de richting van hoge naar lage druk. In geval dat de druk in het opslagcomplex sub-hydrostatisch (lage druk) is en in de watervoerende laag boven de afsluitende laag hydrostatisch (hoge druk), dan zullen gassen of vloeistoffen niet uit het opslagcomplex kunnen stromen.

Door gaswinning uit het P18-2 reservoir is de gasdruk in het reservoir gedaald van een initiële gemiddelde reservoirdruk van 375 bar (Deel I aanvraag, § 4.3) naar een verwachte druk aan de eind van de gasproductie, voor aanvang van de CO₂-injectie, van 14-20 bar op referentiediepte van 3400 meter. De aanvrager geeft aan om het reservoir te vullen tot een uiteindelijke

gemiddelde druk van 351 bar op referentiediepte van 3400 meter aan het eind van de injectiefase. De 351 bar wordt gezien als de hydrostatische druk op deze diepte. Deze is gebaseerd op een stabiele waterkolom. Het reservoir zal dan gevuld zijn met CO₂ dat een lichtere dichtheid heeft dan water.

Dat de gemiddelde reservoirdruk onder de hydrostatische druk blijft, betekent niet dat de druk in het gehele reservoir tijdens de volledige injectieperiode onder deze hydrostatische druk blijft. De druk aan de onderkant van de putten en in de directe omgeving van de putten zal hoger zijn tijdens injectie. Dit is nodig om CO₂ dieper het reservoir in te verplaatsen. Tijdens injectie zal de druk rond de putten het hoogst zijn in het opslagcomplex. Indien de druk ergens anders hoger zou zijn, zou injectie niet mogelijk zijn. Deze druk onder aan de put is representatief als hoogste druk aanwezig in het opslagcomplex. Omdat het CO₂ tijdens de injectieperiode en daarna zich over het gehele opslagcomplex zal verspreiden, zal de druk zich nivelleren van de hoogste druk rondom de putten naar de gemiddelde reservoirdruk.

Aan het einde en na de injectieperiode zal het opslagcomplex weer opwarmen en zich aanpassen aan de omgevingstemperatuur. Hierdoor zal het CO₂ uitzetten met als gevolg dat de reservoirdruk kan stijgen.

De vraag is of een gemiddelde reservoirdruk altijd onder de hydrostatische druk van de bovenliggende gesteentelagen kan blijven, zowel tijdens als na de injectieperiode. Hoe hoog kan de druk lokaal aan de onderkant van de put zijn om te kunnen voldoen aan injectiecondities zonder boven de hydrostatische druk uit te komen. Door het introduceren van operationele drukbegrenzing toetst SodM de invloedfactoren rond de putten en in het reservoir die de drukverdeling voor de korte en lange termijn kunnen beïnvloeden.

Beoordeling van het risico van put-gerelateerde lekkage

In de beoordeling van put-gerelateerde lekkage toetst SodM op aspecten van lekkage:

- via componenten van de injectieputten;
- via buiten gebruik gestelde putten;
- via micro-annuli langs de put.

Deze aspecten worden ook door de aanvrager gezien als de oorzaken van mogelijke lekkage.

De functie van de put wijzigt van een gas-producerende put naar een CO₂-injecterende put. De materialen die gebruikt zijn bij de aanleg van de put zullen bestand moeten zijn tegen deze verandering in functie en tegen het maritiem klimaat gedurende de injectieperiode tot en met buiten gebruik stellen van de putten. Een put bestaat uit een meerdere verbuizingen ('*casing*' en '*tubing*'), afdichtelementen ('*packer*') en putmond-kleppen. De binnenbuis ('*tubing*'), ahangmechanisme ('*hanger*'), afdichtelementen en putmond-kleppen zullen in aanraking komen met CO₂. Vanwege het corrosieve karakter van CO₂ in combinatie met water en de belasting op het putmateriaal door erosie tijdens de injectie en maritieme klimaat is materiaalkeuze en monitoring van belang om de integriteit van de putten te beheren. Wanddiktemeting van de verbuizing en druksensoren kunnen gebruikt worden om vroegtijdig integriteitsproblemen met het materiaal aan te tonen.

Doordat de bestaande putinfrastructuur hergebruikt wordt, is het van belang om integriteit van de putmaterialen en cement rond om de put, te verifiëren. De levensduur van metalen onderdelen van een put is afhankelijk van de metaalsoort, de belasting (snelheid van produceren, temperatuur), het onderhoud en invloeden van klimaat (maritiem klimaat). De kwaliteit van het cement dat de verbuizing verankert in het boorgat aan de gesteentelagen, is afhankelijk van het type cement dat bij de aanleg gebruikt is, het proces van het aanbrengen van het cement tijdens het construeren van de put en de temperatuur- en drukveranderingen tijdens het productielevens van de put.

Voordat CO₂ kan worden geïnjecteerd in het opslagcomplex zullen mogelijke lekpaden bij reeds afgesloten putten geïdentificeerd en gedicht moeten worden. Zes putten zijn in het verleden gebruikt voor het zoeken (exploratie) en produceren van gas. De exploratie- en productieputten, die niet

gebruikt zullen worden voor CO₂-injectie, kunnen een lekpad vormen als ze niet goed zijn afgesloten.

Aan het einde van de injectieperiode, nadat het CO₂ in het reservoir geïnjecteerd is, zullen de putten permanent afgesloten moeten worden. Indien niet de juiste techniek van afsluiting gebruikt wordt, kunnen er alsnog lekpaden ontstaan via de binnen- en buitenkant van de gebruikte putten. Voorbeeld van een lekpad is de haarscheurvorming in het cement en gesteente rondom de putten die tijdens de afkoeling ontstaat gedurende de injectiefase. Deze haarscheuren creëren micro-annuli die een lekpad vormen parallel aan de put. Het is van belang de dimensies, zijnde lengte en breedte van de micro-annuli vast te stellen om mogelijke lekkage van CO₂ uit het opslagcomplex te analyseren.

De barrières ter voorkoming van lekkage die geïnstalleerd kunnen worden, of reeds aanwezig zijn, zijn afhankelijk van het mogelijke lekpad.

Putmaterialen kunnen gekozen worden die bestand zijn tegen de chemische werking van CO₂. In de olie- en gasindustrie is reeds ervaring opgebouwd en zijn voldoende laboratoriumtesten uitgevoerd die duidelijk inzicht geven in de chemische werking tussen deze materialen en CO₂. Het gebruik van staal met een chroomcomponent geeft bescherming tegen de corrosieve werking van CO₂. Langdurige laboratoriumstudie geeft aan dat cement en CO₂ een chemische reactie aangaan waardoor de sterkte van het cement wordt beïnvloed. De reactiesnelheid van deze chemische interactie is zeer laag te noemen. Deze beïnvloeding is in de orde van grootte van enkele meters in honderden jaren.

Voor het beheersen van lekkage vanuit putten die uiteindelijk buiten gebruik worden gesteld, zijn er diverse technieken. De meest voor de hand liggende methode is door het boorgat volledig af te sluiten met een cementplug ter hoogte van de afsluitende laag. Door de bestaande verbuizing weg te frezen ter hoogte van de sluitlaag alvorens de cementplug te plaatsen zal de afsluiting volledig sluitende zijn. Wegfrezen van de verbuizing voorkomt dat er lekpaden ontstaan indien het ijzer van de verbuizing corrodeert.

Bij micro-annuli wordt de barrière op een natuurlijke manier gevormd door de overdruk die in de bovenliggende gesteentelagen aanwezig is. Gassen en vloeistoffen kunnen alleen van een regio met een hoge druk stromen naar een regio met een lage druk. Hierbij moet er wel voor gewaakt worden dat deze barrière alleen functioneert indien de drukken in het reservoir en rondom de putten lager zijn dan de druk in de bovenliggende gesteentelagen.

Via componenten van de injectieputten

Onderbouwing van aanvrager van de materiaalkeuze en integriteit van putten

De aanvrager geeft in de aanvraag aan dat de bestaande putten in het P18-2-reservoir gebruikt zullen worden voor de injectie van CO₂. Geen nieuwe putten zullen geconstrueerd worden voor de injectie.

De aanvrager maakt onderscheid tussen de putcomponenten die direct in contact komen met geïnjecteerde CO₂ en componenten die niet in contact komen met de CO₂. Bij de componenten die niet in contact komen met het CO₂ is van belang dat deze sterk genoeg zijn om de integriteit van de structuur van de put te behouden gedurende de jaren van injectie. De aanvrager geeft aan dat door middel van metingen aan de zeebodem en aan de oppervlakte de metaaldikte van de buitenbuis die in contact komt met zeewater voldoende is. Voor aanvang van het installeren van de binnenbuis die geschikt is voor CO₂-injectie, zal een meting uitgevoerd worden die aantoont of de dieper gelegen buitenbuis nog voldoende metaaldikte heeft voor de komende injectieperiode. Voor aanvang van injectie zullen de putmaterialen die in aanraking komen met CO₂ vervangen worden door materiaal dat bestand is tegen de CO₂-invloeden. Hierbij worden over de volledige lengte van de put de binnenbuis, het afdichtmechanisme, het afdichtelement en de kleppen aan de putmond vervangen.

Naast de metalen putmaterialen is ook het cement, dat aan de buitenkant van de verbuizingen is geïnstalleerd om de put te verankeren aan de gesteentelagen, van belang voor het voorkomen van lekkage. Gedurende de productie jaren van de put kan met drukmetingen aangetoond worden dat

er geen lekkage is door de cement. Deze drukmetingen worden ook gebruikt voor het vaststellen of de binnenbuis dan wel de afdichtconstructie intact is.

De aanvrager geeft aan de locatie en kwaliteit van het cement voorafgaand aan de injectie te controleren. Dit zal gedaan worden nadat de bestaande oude binnenbuis verwijderd is en voordat de nieuwe binnenbuis geplaatst wordt. De cementinspectie zal uitgevoerd worden met een cement bond log (CBL). Hiermee wordt vastgesteld of de cement daadwerkelijk de verbuizing heeft verankerd aan de gesteentelagen.

Beoordeling SodM van het risico van lekkage via put componenten

SodM oordeelt dat de bestaande integriteit van de putmaterialen zoals de verbuizing en putmond moeten worden geverifieerd voordat een put in gebruik kan worden genomen. De aanvrager heeft op een correcte wijze aangegeven dat niet al het put materiaal bestand is tegen CO₂. Er is onderscheid gemaakt tussen materialen die niet en die wel in directe aanraking komen met CO₂ en welke materialen beïnvloed worden door de maritieme omstandigheden. SodM kan zich vinden in deze verschillende categorieën en is het eens met de identificatie van de materialen en de categorie waartoe ze behoren.

Verder oordeelt SodM dat de beheersing van de risico's van falen van putmateriaal adequaat is:

- Door onderscheid te maken in de bovengenoemde categorieën zijn de materiaal keuzes adequaat. Er wordt door de aanvrager specifiek gekeken naar chemische en mechanische interactie met CO₂ en de maritieme condities. Het gebruik van chroomhoudend stalen componenten voor de binnenbuis en de putmond is voldoende om risico van falen te beheersen. De maritieme invloeden op het materiaal zijn gemeten en geven aan dat het putmateriaal bestand is tegen dit klimaat.
- Door het gebruik van verschillende soorten metalen zal er monitoring en een onderhoudsplan moeten zijn voor het beheersen van mogelijke excessieve corrosie.
- Het uitvoeren van de cement-kwaliteitsmetingen voorafgaand aan de injectie met behulp van een CBL in combinatie met de historisch druk analyse op annulaire ruimtes van de put geeft aan dat het bestaande cement adequaat is of vervangen dient te worden. SodM is het eens met de voorgestelde analyse om het cement te beoordelen op mogelijke lekkage.

Via buiten gebruik gestelde putten

Methodiek aanvrager ter voorkoming van lekkage bij het buiten gebruik stellen van putten

De aanvrager geeft in de aanvraag aan dat putten die niet gebruikt gaan worden voor het injecteren van CO₂ voor aanvang van de injectieperiode buiten gebruik worden gesteld. Dit zal gebeuren met het proces dat ook in de olie en gas industrie gebruikt wordt: het gedeeltelijk weghalen van een stuk uit de verbuizing over een lengte van minimaal 50 meter en dit vervolgens opvullen met cement ter hoogte van de sluitlaag. Bij deze techniek wordt de afsluitende gesteentelaag weer hersteld. De putten die gebruikt zijn tijdens de injectieperiode zullen op dezelfde wijze buiten gebruik worden gesteld.

Beoordeling SodM van het risico van lekkage via buiten gebruik gestelde putten

SodM oordeelt dat de aanvrager de risico's van lekkage bij buiten gebruik gestelde putten correct inschat. De voorgestelde methode van het verwijderen van een gedeelte van de verbuizing en het plaatsen van cementpluggen is voldoende om de putten buiten gebruik te stellen. Door het wegfreen van de stalen verbuizing en de bestaande cement zal er weer contact komen met de gesteentelaag. Mogelijke lekpaden in de vorm van micro-annuli of door corrosie van de stalen verbuizing worden op deze manier geëlimineerd. Door een nieuwe cementplug te plaatsen die getest wordt op lekkage, ontstaat er een afsluiting die effectief en duurzaam is. De werkplannen en uitvoering van het plaatsen van cement pluggen wordt door SodM getoetst. Hierdoor wordt geborgd dat de juiste techniek van afsluiten toegepast wordt.

Via micro-annuli langs de put

Lekkage door micro-annuli afhankelijk van dimensies haarscheuren en overdruk in bovenliggende gesteentelagen

Door de bovenbeschreven injectie van koud CO₂ zal door afkoeling micro-annuli ontstaan welke een lekpad kunnen creëren. Voor de inschatting van het risico van lekkage via micro-annuli is naast kennis over het drukverschil tussen reservoir en bovenliggende gesteentelagen ook analyse nodig van de dimensies van de micro-annuli. De lengte en breedte van de micro-annuli zijn cruciaal voor de bepaling van de leksnelheid door dit netwerk.

In de technische onderbouwing van de aanvraag concludeert de aanvrager dat door de veranderingen in temperatuur tijdens de injectiefase niet kan worden uitgesloten dat micro-annuli zich zullen vormen. Door het gebruik van bestaande putten en bestaande cement kwaliteit kan door afkoeling een doorgaande verbinding van micro-annuli kunnen ontstaan, voorbij de afsluitende laag van het reservoir, naar de bovengelegen gesteentelagen.

De aanvrager maakt gebruik van numerieke modellen voor het bepalen van de temperatuur distributie en spanningsveranderingen in het gesteente, cement en verbuizing. Bij de modellering maakt de aanvrager gebruik van simplistische aannames voor de berekening van vorming van micro-annuli. De aanvrager geeft aan dat het mengsel van de te injecteren CO₂ stroom invloed heeft op het temperatuur profiel. Met de modellen wordt een bandbreedte van de te verwachte temperatuur profielen aangegeven in de putten en direct daarbuiten.

Aan de hand van de aannames van lengte, breedte, doorlaatbaarheid van de micro-annuli, en drukverschil over de micro-annuli geeft de aanvrager aan dat stroming door de micro-annuli mogelijk is. De barrière voor het voorkomen van lekkage via micro-annuli is de hydrostatische druk. De aanvrager neemt aan dat vanwege de negatieve drukgradiënt, de druk boven het reservoir groter is dan de druk in het reservoir. Hierdoor kan er geen stroming optreden door de micro-annuli, mocht er een verbinding zijn vanuit het reservoir naar de bovenliggende gesteenteformaties.

Vanwege het dichtheidsverschil tussen CO₂ en het water zal CO₂ opstijgen. De aanvrager geeft aan dat, indien CO₂ via de micro-annuli naar boven opstijgt ('buoyancy'), de opwaartse kracht vele malen kleiner is dan de neerwaartse kracht die gevormd wordt door de druk van de waterkolom welke ook aanwezig is in de micro-annuli op het moment dat de micro-annuli doorgegroeid zou zijn naar de bovenliggende waterhoudende gesteentelagen. Hierdoor is de resulterende kracht naar beneden gericht en kan de CO₂ druppel niet opstijgen tegen een waterstroom in.

Naast de hydrostatische druk is het chemische proces dat ontstaat tussen de cement, waardoor de micro-annuli gevormd is, en de CO₂ een tweede barrière. Door de vorming van calciumcarbonaat als product van de chemische reactie is het resultaat het afdichten van de micro-annuli. Deze vorming van calciumcarbonaat ontstaat bij een bepaalde contacttijd van het CO₂ met het cement. Als de doorstromingsnelheid in de micro-annuli te hoog is zal deze chemische reactie niet optreden.

Beoordeling SodM van het risico van lekkage via micro-annuli

SodM is het eens met de aanname dat micro-annuli zullen vormen bij het injecteren van koud CO₂:

- Het gebruik van modellen is voldoende om deze micro-annuli aan te tonen. Het gebruikte model heeft weliswaar conservatieve aannames, maar dit verandert de conclusie van het vormen van micro-annuli niet. Dit is ook door de Sintef-reviewer aangegeven (Bijlage 2).
- De dimensies van de micro-annuli die de aanvrager aangeeft zijn realistisch. Vanwege de conservatieve aannames zullen de voorgestelde afmetingen van de micro-annuli in werkelijkheid waarschijnlijk kleiner zijn.
- De onnauwkeurigheid in de modellen heeft invloed op de berekening van mogelijke lekkage snelheden via de micro-annuli. Omdat de aanvrager conservatieve aannames gebruikt, is de berekende theoretische lekkage groter dan dat deze in werkelijkheid zal zijn. De aanvrager gebruikt een 'gladde buis' concept, met een zo groot mogelijke diameter om de maximaal lekkage snelheid te bepalen, over een afstand die gelijk is aan de sluitlaag van ruim 400 meter. In werkelijkheid zal een 'gladde buis'-concept niet bestaan. Laboratorium en veldtesten hebben aangetoond dat het haarscheur-netwerk zich niet gedraagt als een pijpleiding zonder weerstand.

SodM oordeelt verder dat de risico-inschatting van de vorming van micro-annuli is op de juiste manier geanalyseerd. Door het gebruik van modellen is het temperatuur effect correct in kaart gebracht en zijn de krimp van de verbuizing en cement correct geanalyseerd. De aanvrager heeft aangetoond dat de afkoeling invloed heeft op de putmaterialen en cement die leiden tot het vormen van haarscheuren. SodM is het eens met de manier hoe de maximale vorming van micro-annuli is aangetoond.

SodM is het eens met de inschatting van de aanvrager over de kleine kans op lekkage, die zou ontstaan door een combinatie van ongunstige omstandigheden die de vorming van een continu kanaal van micro-annuli helpen vormen. SodM acht de kans dat een continu lekpad ontstaat klein:

- SodM beoordeelt dat de vorming van micro-annuli reëel is. Doordat de afkoeling door het CO₂ het sterkst aanwezig is ter hoogte van het reservoir zullen hier micro-annuli ontstaan.
- De afkoeling kan over de volledige lengte van de putten ontstaan bij de opstart fase van de injectie. Hierdoor kan het cement loslaten van de metalen buitenbuis door krimp. Dit leidt tot groei van het micro-annuli netwerk parallel aan de put. Temperatuur modellen geven aan dat deze afkoeling minder sterk is dan ter hoogte van het reservoir. Hierdoor zal de groei van micro-annuli minder zijn, waardoor de kans op een micro-annuli netwerk dat in verbinding staat kleiner wordt.
- De lekkage tijdens de injectiefase door de micro-annuli is gering door de hydrostatische druk in de bovenliggende gesteentelagen. Zolang deze druk in de bovenliggende lagen hoger is tijdens de injectieperiode, kan er geen stroming ontstaan vanuit het reservoir via de micro-annuli naar deze bovenliggende gesteentelagen.
- Het opstijgvermogen van CO₂ ('buoyancy') zal teniet gedaan worden door druk van de bovenliggende gesteentelagen. Als er een lekpad aanwezig is, kan er een geringe water stroming zijn vanuit de bovenliggende gesteentelagen naar het reservoir. Deze stroming zal zeer klein zijn, vanwege de nauwheid van het lekpad (micro-annuli). De neerwaartse kracht van de stroming is vele male groter dan de opwaartse kracht van een CO₂ gas/druppel. Ook de grote van de CO₂ gasdruppel zal lekkage via micro-annuli die enkele tientallen micrometers breed is tegenwerken. De druppel CO₂ kan het lekpad blokkeren vanwege de eigen grootte van de druppel. Hierbij moet wel opgemerkt worden dat CO₂ in water kan oplossen. Maar zolang de druk in bovenliggende lagen groter is, waardoor er mogelijk stroming is van water naar het reservoir, zal de opgeloste CO₂ niet via de micro-annuli kunnen lekken.
- De onderbouwing van de vorming van calciumcarbonaat door de chemische reactie van CO₂ met cement is gebaseerd op studies en laboratorium testen. De chemische reactie van CO₂ met het cement kan alleen ontstaan als er water aanwezig is. Bij het injecteren van CO₂ in een depleted gasreservoir moet er vanuit gegaan worden dat er geen water aanwezig is bij het vormen van micro-annuli. Indien de micro-annuli-netwerk doorgroeit in een waterhoudende bovenliggende laag, is het mogelijk dat water het micro-annuli instroomt en alsnog de chemische reactie kan accommoderen. De Sintef-reviewer (Bijlage 2) geeft aan dat er altijd wel wat water aanwezig is. In het cement en ook in de afsluitende laag. Dit water is al voldoende voor de vorming van calciumcarbonaat.
- Meerdere peer reviews zijn uitgevoerd met dit model, ontwikkeld door TNO. De gebruikte numerieke modellen worden door de industrie geaccepteerd als zijnde betrouwbare modellen.
- De conclusie is dat het risico van lekkage via micro-annuli langs de putten zeer gering is en dat de mogelijke lekkage insignificant is (< 0,00016 % van de geïnjecteerde massa CO₂). Dit is gebaseerd op de ideale situatie van de configuratie van de micro-annuli. De lekkage zal stoppen zodra de putten buiten gebruik gesteld wordt. Tijdens het buiten gebruik stellen zal de micro-annuli verwijderd worden en opgevuld worden met cement.

Conclusies beoordeling lekkage gerelateerd aan de put

De kans op lekkage door put componenten

Door onderscheid te maken tussen putcomponenten die direct en niet direct in aanraking komen met CO₂ kan er een gerichte materiaalkeuze gemaakt worden. Het vooraf meten van metaal diktes en de conditie van het cement laat zien of de bestaande putten geschikt zijn voor CO₂-injectie gedurende een periode van 15 tot 20 jaar. Het volledig vervangen van de binnenbuis en cruciale

put componenten zoals de kleppen bij de putmond verkleint de kans op lekkage via de putcomponenten tot zeer klein niveau. Wel zal een monitorings- en onderhoudsprogramma in werking moeten zijn om de integriteit van de metalen onderdelen te borgen.

De kans op lekkage door buiten gebruik gestelde putten

Bij het verwijderen van de verbuizing en het cement, worden ook de lekpaden via micro-annuli en mogelijke corrosie van de ijzeren verbuizing verwijderd. De cementplug met een minimale lengte van 50 meter die in het verwijderde gedeelte van de verbuizing wordt geplaatst creëert een effectieve en duurzame afsluiting. De mogelijke aantasting van de cementplug door CO₂ is zeer beperkt. Vele laboratorium studies en -testen geven aan dat de indringsnelheid van CO₂ enkele millimeters per honderden jaren is (studie van Zhang en Bachu, 2011)⁴. SodM beoordeelt het risico van lekkage via buiten gebruik gestelde putten als zeer klein.

De kans op lekkage door put micro-annuli

De kans op lekkage via micro-annuli acht SodM zeer klein. Micro-annuli zullen zich vormen in het cement ter hoogte van het reservoir. De kans van groei van het micro-annuli netwerk parallel aan de put is reëel. De kans dat er daadwerkelijk een lekpad ontstaat via het netwerk van micro-annuli over de gehele lengte van de sluitlaag (ruim 400 meter), is klein. Mochten er zich micro-annuli netwerken vormen voorbij het sluitlaag gesteente, dan zal de druk in de bovenliggende lagen groter zijn dan de druk in de micro-annuli. Hierdoor kan geen uitstroom van CO₂ vanuit het reservoir via de micro-annuli ontstaan. In het onderstaand hoofdstuk "*Beoordeling drukk begrenzing als barrière ter voorkoming van lekkage*" geeft SodM een nadere beoordeling van de geldigheid van deze druk barrière.

De kans op lekkage door micro-annuli na de injectie periode is zeer klein. Na de injectie periode zullen de putten buiten gebruik worden gesteld met behulp van het wegfreen van de verbuizing en het plaatsen van cement pluggen. Dit zal het micro-annuli netwerk afsluiten waardoor er geen communicatie meer is met de bovenliggende gesteentelagen.

⁴ Zhang en Bachu, 2011. Zhang, M. and Bachu, S. 2011. Review of integrity of existing wells in relation to CO₂ geological storage: What do we know? *International journal of greenhouse gas control*. 5, 826-840

Tabel 6.1: *Inschatting SodM van het risico van lekkage uit de CO₂-opslag via de put:*

Escalatiestappen	Kans/effect/risico inschatting
Stap-1: Ontwikkeling van micro-annuli (<i>haarscheur</i>)	<p><u>Reële kans:</u> het is een reële verwachting dat haarscheurvorming optreedt op het grensvlak van cement en de buitenkant van de verbuizing ter hoogte van de perforaties, door afkoeling en verandering van spanning in cement en de stalen verbuizing.</p> <p><u>Effect en risico</u> van een haarscheur in het cement ter hoogte van het reservoir is nihil voor mens en milieu, zo lang door de netwerk van haarscheuren geen continu doorstroomkanaal ontstaat.</p>
Stap-2: Ontwikkeling van lekpad via micro-annuli (<i>continu stromingskanaal</i>)	<p><u>Kleine kans:</u> Afkoeling ontstaat over de volledige lengte van de put maar is het sterkst aan de onder- en bovenkant van de put, De sterke afkoeling moet over de volledige lengte van de afsluitende laag (400m) plaatsvinden, om haarscheuren te laten ontstaan. Deze haarscheuren zullen daarnaast ook hydraulisch in contact moeten staan om een lekpad te vormen. Laboratorium testen geven aan dat hydraulisch contact tussen haarscheuren mogelijk is.</p> <p><u>Effect en risico</u> van een micro-annuli welke hydraulisch verbonden is over de volledige een lengte van de sluitlaag is nihil voor mens en milieu. zo lang door de netwerk van haarscheuren geen continu doorstroomkanaal ontstaat van meer dan 400m.</p>
Stap-3: Optreden van lekkage (<i>daadwerkelijk stroming door en bovenuit de afsluitende laag</i>)	<p><i>Scenario 1) Reservoirdruk groter dan hydrostatische druk zoals de aanvrager verzoekt voor de eindfase:</i></p> <p>Er is een kleine kans op lekkage aan het einde van de injectie periode als de druk in het reservoir groter zou zijn geworden dan de hydrostatische druk van de bovenliggende lagen. Vanwege de chemische reactie van CO₂ met het cement kunnen de micro-annuli weer sluiten. Temperatuur stijging in reservoir na einde injectie zal resulteren in uitzetting van gesteente, cement en verbuizing, waardoor de micro-annuli versmallen dan wel dichtgedrukt worden.</p> <p><i>Scenario 2) Reservoir druk kleiner dan hydrostatische druk: <u>zeer kleine kans</u> op lekkage naar bovenliggend aquifer. Lekkage kan niet optreden aan het einde van de injectie periode omdat stroming niet kan optreden van een lage druk regio naar een hoge druk regio.</i></p> <p><u>Effect en risico</u></p> <p>Bij scenario 1: Zeer klein risico: Beperkte periode waarin hoge reservoir druk ontstaan, lokaal rond de putten aan het einde van de injectieperiode. Na injectie worden putten afgesloten waardoor lekpad verdwijnt.</p> <p>Bij scenario 2: Verwaarloosbaar risico, er is geen uitstroom mogelijk.</p>
Optreden van significante lekkage met niet te negeren effect voor mens en milieu	<p><u>Zeer kleine kans:</u> Doordat de druk in bovenliggende lagen groter is dan in het reservoir en micro-annuli te klein is voor het accommoderen van een grote lekkage stroom van CO₂ binnen het tijdsbestek waarin micro-annuli als lekpad kan functioneren is de kans op significante lekkage zeer klein. Het lekpad wordt verwijderd bij het buiten gebruik stellen van de putten waardoor er via de putten geen lekkage kan optreden.</p> <p><u>Effect en risico</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • klein effect op watervoerende diepe gesteentelaag boven afsluiting als er lekkage optreedt. CO₂ wordt opgelost in water. • Geen situatie waarbij lekkage vanuit put gemitigeerd kan worden. Met boorgatgereedschap zijn lekpaden die door de put ontstaan te dichten. Verwaarloosbaar effect op ruim offshore gebied.

Beoordeling van het risico van lekkage vanuit het reservoir

In deze beoordeling van het risico van lekkage vanuit het reservoir toetst SodM de risico-inschatting van de aanvrager op basis van de algehele beschrijving (deel II aanvraag), het risicobeheersplan (deel III) en technische rapporten in de bijlagen van de aanvraag.

In deze beoordeling heeft SodM de door de aanvrager benoemde potentiële typen lekpaden op compleetheid beoordeeld. SodM beschrijft en beoordeelt eerst de factoren die van invloed zijn op lekkage vanuit het reservoir. Daarin maakt SodM onderscheid tussen de gehanteerde werkwijze van risicobeheersing, het gebruik van computermodellen en de rol van injectiesnelheden, drukken en temperaturen op de risico-inschatting.

Werkwijze van risico inschatting en risicobeheersing door de aanvrager

De aanvrager heeft meerdere aanleidingen en paden beschreven die tot lekkage uit het opslagcomplex zouden kunnen leiden (deel III aanvraag, §5). Het doel is om het CO₂ in het reservoirgesteente van het complex op te slaan en gassen en vloeistoffen onder de afsluitende laag van het complex ingevangen te houden. Barrières moeten helpen voorkomen dat aanleidingen zich voordoen en dat als die aanleidingen zich toch voordoen, lekkage alsnog wordt vermeden. In het P18-2 reservoir wordt gas (voorheen aardgas, in de toekomst CO₂) aan de bovenkant en zijkanten tegengehouden door afsluitende kleilagen en niet-doorlatende breuken.

De werking van deze barrières aan de bovenkant en zijkant wordt in de aanvraag onderbouwd op basis van de geologische geschiedenis van de P18-gasvelden en op basis van geomechanische modelberekening die de effecten doorrekenen van druk- en temperatuurveranderingen in het reservoir. De afsluitende werking geldt tot bepaalde drukgrenzen en ook sterke afkoeling kan de werking van de barrières beïnvloeden. Bij te hoge gasdrukken of te sterke afkoeling kunnen zich scheurtjes vormen in de afsluitende laag of kan de mate waarin breuken afsluiten aangetast door verschuivingen langs breuken.

Ook vanaf de onderkant zou CO₂ zijwaarts kunnen wegstromen vlak boven het grensvlak tussen het lichtere CO₂ en het vrije water van het onderliggende aquifer. Dit overloop punt (hierna: *'spill point'*) wordt aan de onderkant bepaald door hoever de afsluiting aan de zijkanten naar onder doorlopen. Bij een te hoge druk kan het reservoir zodanig vol zitten, dat het grensvlak met het water naar beneden wordt geduwd en het CO₂ er aan de onderkant zijwaarts uitstroomt. Dat kan worden voorkomen door de druk voldoende te begrenzen.

SodM beoordeelt de onderbouwing van de fysieke (natuurlijke) en operationele barrières voor de risicoinschatting van lekkage via het reservoir. Op basis van de beoordeling van SodM, het raadplegen van reviewers (Bijlagen 2 en 3) stelt SodM de volgende mogelijke lekkage paden vast:

- horizontale lekkage via de randen van het opslagreservoir;
- lekkage opwaarts via breuken;
- lekkage via scheuren in de afsluitende laag.

Zie figuren 11 en 12 in Deel III van de aanvraag voor toelichting over deze potentiële lekpaden.

De rol van computermodellen voor de risicoinschatting

Bij de risico-inschatting maakt de aanvrager gebruik van reservoirmodellen met karakterisatie van de gesteentelagen en breukstructuren (Deel II van aanvraag, §2.2). Aan de gesteentelagen worden bij modelberekeningen eigenschappen van de doorlaatbaarheid toegekend voor stromingsberekeningen op basis van interpretaties van productiedata gedurende de gaswinning en met inschattingen van de injectiviteit in het reservoir (o.a. Deel II van aanvraag, Hoofdstuk 3).

De inschatting van injectiviteit van de put en van het dynamische reservoirgedrag vormen input in computer modellering van veranderingen in gasdruk en van temperatuur en gesteentespanning in het reservoir, in de afsluitende laag en rond breuken.

De rol van injectie snelheden, druk en temperatuur voor de risicobeheersing

De aanvrager introduceert in deel II van de aanvraag (§3.1, tabel 5 en figuur 11) een serie aan modellen. Dat zijn statische reservoir modellen die de laagstructuur en laageigenschappen beschrijven, dynamische reservoirmodellen die het stroomgedrag en drukveranderingen van gassen en vloeistoffen beschrijven en geomechanische modellen die spanningsveranderingen in gesteenten beschrijven.

Voor de risicoinschatting van scheurgroei en lekkage (en ook voor seismiciteit, zie adviesonderdeel-5) maakt de aanvrager gebruik van geomechanische modelberekeningen. De modellen zijn doorgerekend voor een *Base case* en voor een *Worst case* (Deel II aanvraag, §3.6.3). De *Base case* benadert volgens de aanvrager de normale operationele en geomechanische condities van het project.

De *Worst case* vormt een 'stresstest' van het project en beschrijft een ongunstige combinatie van operationele en geomechanische condities. Deze combinatie van condities wil de aanvrager bij de uitvoering van de CO₂-opslag vermijden. De *Worst case* bevat in de inschatting van de aanvrager een combinatie van de meest ongunstige operationele en geomechanische condities. De operationele condities bestaan uit een injectie scenario met een inschatting van een slechtste combinatie van injectiedruk en injectiedebiet op basis van Low case inschatting van de injectiviteit voor de putten (§3.6.3). De combinatie van ongunstige geomechanische condities bestaan uit slechtste-geval inschattingen voor de spanningscondities, gesteentesterkte en geomechanische parameters (§3.6.3).

De aanvrager gaat bovendien uit van het scenario dat de einddruk na afsluiting op de langere termijn nooit hoger kan komen dan de oorspronkelijke gasdruk, voorafgaand aan de gaswinning. Omdat het reservoir oorspronkelijk de verhoogde druk van het aanwezige gas aankon, geeft de aanvrager aan te verwachten dat het reservoir opnieuw initiële reservoirdrukken aan zou moeten kunnen als het opnieuw opgevuld is met CO₂. Dit wordt met geomechanische modellen getoetst.

Lekkagerisico horizontaal via randen van het opslagreservoir

De aanvrager heeft een inschatting gemaakt van het risico van lekkage langs de randen van het opslagreservoir op basis van een eigen studie naar de verspreiding van CO₂ tussen de verschillende compartimenten en op basis van een beoordeling van de mate van afsluiting van elke van de segmenten van randbreuken.

Van belang bij de inschatting van het lekkagerisico van de aanvrager is de mate waarin de aangrenzende gesteentelagen voorbij de randen het opslagcomplex afsluitend zijn en de mate waarin de randbreuken zelf afsluitend zijn. Voor uitstroom via de randen spelen onder andere de vragen welke breuksegmenten grenzen aan doorlatende gesteenten buiten het opslagreservoir en in welke mate CO₂ naar die randsegmenten kan toestromen.

Inschatting van aanvrager van gevoelige randsegmenten

De aanvrager beschrijft in de aanvraag de randsegmenten die het meest gevoelig zijn voor horizontale lekkage (Deel III aanvraag, §5.2). Randsegmenten zijn meer gevoelig voor lekkage wanneer reservoirlagen binnen het opslagcomplex grenzen aan vergelijkbare lagen buiten het opslagcomplex waardoor stroming van gassen en vloeistoffen zou kunnen plaatsvinden. Of uitstroom optreedt hangt in die gevallen af van de mate van afsluiting van de randbreuken zelf. Randsegmenten zijn veel minder gevoelig voor laterale doorstroming wanneer ze grenzen aan buiten het reservoir gelegen afsluitende lagen. De afsluitende eigenschappen van de breuk zijn dan minder relevant, al zullen breuken zelf ook sterker ontwikkelde afsluitende eigenschappen hebben door de naastgelegen kleistenen.

De aanvrager identificeert een aantal randen van compartimenten van P18-2 als meest relevant in de risicobeoordeling van horizontale uitstroom.

- Bij Segment 'P18-2 West_3' langs de NW-rand van compartiment II (§5.2.2) grenzen permeabele lagen van het opslagcomplex aan andere permeabele lagen buiten het complex. De afsluitendheid van het reservoir wordt hier dus bepaald door de breuk zelf.
- Langs het langgerekte segment van breuk 'P18-2 West_2' die grens aan de meest noordelijke deel van compartiment II. Hier kan CO₂ ver in noordwestelijke richting doorstromen. De aanvrager heeft onderzocht in hoeverre het ver doorstromen langs de langgerekte verlenging van compartiment II zou kunnen leiden tot horizontale uitstroom uit het opslagcomplex.

Modellen van stroming in het reservoir laten zien dat het CO₂ ver kan doorstromen, maar niet naar buiten het opslagcomplex zal wegstromen. Modelberekeningen zijn gemaakt bij een gemiddelde reservoirdruk van 450 bar die bewust is overdreven ten opzichte van de door de aanvrager voorgestelde druklimiet van 351 bar op referentiediepte van 3400 meter.

- Het meest noordelijke randsegment van de oostelijke randbreuk 'P18-2 Oost' via compartiment IV. Langs dit randsegment grenst de onderste reservoirlaag (de Volprieausen formatie) van het opslagcomplex aan gesteenten buiten het opslagcomplex die goede doorstroom eigenschappen hebben. De aangrenzende lagen buiten het opslagcomplex zijn hier dezelfde Hardegsen en Detfurth formaties als de bovenste reservoir gesteentelagen. De aanvrager geeft aan dat hierlangs geen horizontale uitstroom van CO₂ zal plaatsvinden omdat in compartiment IV volgens de modellen geen volume CO₂ wordt verwacht.

De aanvrager identificeert de maximale injectie- en reservoirdruk als de belangrijkste preventieve operationele barrière tegen eventuele laterale CO₂ lekkage (Deel II, §5.2.4).

Beoordeling SodM van het risico van lekkage via randen van het opslagreservoir

SodM heeft de identificatie beoordeeld van de randsegmenten die voor horizontale uitstroom gevoelig zouden kunnen zijn. TNO-AGE toetst in haar advisering deze onderbouwing door verificatie van de onderliggende 3D geologische reservoirmodellen. SodM verwijst daarvoor dus naar het advies van TNO-AGE.

SodM kan zich vinden in de inschatting dat ook de breuksegmenten, die als risicovolle randsegmenten worden geïdentificeerd, in de lange geologisch geschiedenis evengoed afsluitend zijn gebleken voor het aardgas dat in de P18 gasvelden ingevangen zat. Er is alleen een risico als deze breuken gedurende de gaswinning en toekomstige CO₂ opslag afsluitendheid zouden verliezen. In de beoordeling van het risico van lekkage via breuken beoordeelt SodM ook dit aspect.

SodM schat in dat het risico van lekkage via horizontale uitstroom langs deze randsegmenten zeer klein is. De mogelijkheid van een horizontaal lekpad is zeer klein en met sub-hydrostatische druk als operationele barrière is de kans op uitstroom verwaarloosbaar.

Wel schat SodM in dat het op basis van reservoirmodellering naar huidige inzichten moeilijk zal zijn om afwijkende reservoirgedrag goed te kunnen opmerken. Op basis van drukmonitoring en reservoirmodellering moet afwijkend gedrag als indicatie van lekkage gesignaleerd gaan worden (zie adviesonderdeel 8). Uit die monitoring en modellering moet dan gaan blijken als een groter reservoirvolume lijkt bij te dragen aan de opslag van CO₂, of dat een indicatie van lekkage is.

Lekkagerisico opwaarts via breuken

De aanvrager definieert verlies van afsluitende eigenschappen van breuken als mogelijk consequentie wanneer langs breuken verschuivingen optreden, bijvoorbeeld tijdens een aardbeving (Deel III aanvraag, §5.3.3). In geval van verschuivingen langs breuken (bijv. bij een aardbeving) verandert de structuur van de breuk een beetje. De mogelijkheid bestaat dat breuken in dat geval meer doorlatend worden. De kans is klein. Echter, in geval van een aardbeving door verschuiving op een randbreuk is geen uitsluitel te geven of langs dat specifieke segment van de randbreuken toch een lekpad zou kunnen gevormd.

Inschatting van aanvrager van lekkage opwaarts via breuken

De aanvrager geeft aan kans op breukverschuiving te kunnen beperken op basis van de in de geomechanische modelstudies vastgestelde veilige bandbreedtes. Het beheersen van veranderingen in gesteentespanning rond breuken en van vloeistofdruk in breuken wordt door de aanvrager als barrière geformuleerd tegen lekkage door breukverschuivingen.

De geomechanische modelstudie naar de begrenzing van scheurgroei bevat aanvullende risicoduiding van scheurgroei in het reservoir tot aan breuken en doorgroei van scheuren opwaarts langs breuken (sectie 'Cold fluid induced thermal fractures – reaching faults and growing into cap rock' in technische bijlage 12 van aanvraag). De mogelijkheid van chemische interactie tussen CO₂ en breuken wordt benoemd in de studie naar de haalbaarheid van CO₂ opslag (technische bijlage 7, sectie 7.4, over 'Fault stability: geochemical effects'). De mogelijkheid van reacties speelt voor CO₂ in opgeloste vorm in formatiewater; dus niet voor het CO₂ dat in vrije vorm in de gasfase opgeslagen zit.

De aanvrager beschrijft dat de kans op aantasting van de ondoorlatendheid van randbreuken zeer klein is. En dat het risico van lekkage hierdoor verwaarloosbaar is.

Beoordeling SodM van het risico van lekkage opwaarts via breuken

SodM onderschrijft de identificatie van breukbeweging en scheurgroei als risicofactor voor lekkage langs breuken.

In adviesonderdeel 5 geeft SodM een beoordeling over de mate waarin het risico van breukverschuiving beperkt wordt. Diezelfde beoordeling is van toepassing om ook het risico van lekkage door breukbeweging te beperken.

SodM onderschrijft deze inschatting, daarbij gebruik makend van de inschatting van de NORCE-reviewer (bijlage 3 van brief). Voor het risico van lekkage via opwaartse uitstroom langs breuken is het nodig dat een continu lekpad ontstaat door een afsluitende laag van 450-600 meter dik. Op plekken waar breuken deze lagen met kleisteen of evaporieten doorsnijden, zijn de breuken zelf ook extra ondoorlatend. Aantasting van de breuk over de volledige dikte van de afsluitende laag is nodig om een continu lekpad te kunnen vormen. De kans daarop door verschuivingen of door chemische reacties beoordeelt SodM als verwaarloosbaar.

SodM onderschrijft de conclusie de ontwikkeling van lekpaden via breuken het best kunnen worden vermeden door de kans op verschuivingen op breuken en aardbevingen klein te houden. SodM onderschrijft het belang van begrenzing van de operationele bandbreedte om spanningsveranderingen te vermijden die tot breukbewegingen kunnen leiden.

SodM oordeelt dat ook in het slechte geval van een lekpad, daadwerkelijke lekkage kan worden voorkomen met de voorgestelde barrière om de reservoirdruk onder de hydrostatische druk te houden.

Lekkagerisico via scheuren in de afsluitende laag

Inschatting aanvrager met een Worst case geomechanische modelstudie

De aanvrager licht toe dat de mogelijkheid van scheurgroei in de afsluitende laag is onderzocht in de geomechanische modelstudie met een 'stresstest' (technische bijlage 12). Deze 'stresstest' is volgens de aanvrager gebaseerd op een combinatie van ongunstige operationele en geomechanische condities (de *Worst case*). Deze combinatie van condities wil de aanvrager bij uitvoering van CO₂-opslag vermijden.

De in de modelstudies gebruikte *Base case* benadert volgens de aanvrager de normale operationele en geomechanische condities van het project. Volgens de geomechanische berekeningen met input van CO₂-stroming en afkoeling zal voor deze *Base case* geen scheurgroei in de afsluitende laag optreden (Deel II aanvraag, §3.6.3, tabel 11; in technische bijlage 12 onderbouw rond figuren 86-88). De aanvrager beargumenteert dat scheurgroei in geval van de *Worst case* beperkt zal blijven tot de onderste 10-20 meter en dat overliggende gesteentelagen van kleisteen voldoende garantie van afsluitendheid biedt.

Dat de berekende *Worst case* scheurgroei niet zal optreden wordt ook ondersteunt door informatie afkomstig van hydraulische stimulatie en minifrac testen die in het verleden ten behoeve van gaswinning in omliggende vergelijkbare velden zijn uitgevoerd. De aanvrager geeft aan dat uit deze druktesten blijkt dat er een spanningsverschil zit tussen het reservoir en de afsluitende laag die dient als drempel tegen scheurgroei in de afsluitende laag. De kans op overschrijding van scheurgroei voorbij de onderste 10-20 meter is dan nog kleiner.

De aanvrager omschrijft de opbouw van de afsluitende laag (caprock) als een opeenvolging van siltsteen, kleisteen en evaporiet en dolomiet met een gemiddelde dikte van circa 150 meter (betreffende de Keuper, Muschelkalk, Röt en Solling formaties). Daarboven bevindt zich een ongeveer 500 meter dikke Altena Groep die bestaat uit kleisteen, siltsteen en mergel (Deel II aanvraag, sectie 2.3.4 en tabel 2). Lokaal kan de afsluitende laag op sommige plekken in de structuur van het P18-2 opslagcomplex dunner zijn tot een minimale dikte van ongeveer 450 meter (Deel III, sectie 5.4.2). De aanvrager omschrijft de afsluitendheid van deze gesteentelagen als bewezen omdat een 600 meter hoge gaskolom miljoenen jaren met succes onder deze afsluiting in de P18 gasvelden bleef ingevangen (Deel III, sectie 5.3.1).

Beoordeling SodM van het risico van lekkage via de afsluitende laag

SodM beoordeelt de kans op scheurgroei in de afsluitende laag als klein en de ontwikkeling van een lekpad als zeer klein. De *Worst case* inschatting waarbij een scheur van 10-20 meter in de onderkant van de afsluitende laag zou kunnen groeien, wordt in de *Base case* vermeden. De huidige modelonzekerheden en de onbekendheid met CO₂-injectie in een gedepleteerd gasveld maakt het moeilijk om in te schatten hoe ver kan worden weggebleven van de *Worst case* inschatting. Echter, ook als zich een scheur in de onderkant van de afsluitende laag zou vormen dan zou de resterende dikke afsluitende laag zeer waarschijnlijk voldoende afsluitend moeten zijn.

SodM schat wel in dat ook voor een dik pakket dat als geheel als afsluitend wordt gekwalificeerd, moeilijk is vast te stellen of de hele laag van nature afsluitend is of een gedeelte. Met een scheur in de onderkant van de afsluitende laag blijft er een kleine onzekerheid over de afsluitendheid van het daarboven liggende deel van de primaire afsluitende laag. Daarom hanteert de olie-en-gas sector het uitgangspunt dat scheuren in de afsluitende laag moet worden vermeden. Dit uitgangspunt neemt de aanvrager over doordat bij de beoogde *Base case* geen scheurgroei in de afsluitende laag wordt verwacht.

Conclusies beoordeling lekkage vanuit het reservoir

Het risico van lekkage door scheurgroei in de afsluitende laag is zeer klein, de mate van scheurgroei heeft wel grote onzekerheden met modellen die moeilijk gevalideerd kunnen worden.

In de aanvraag wordt als uitgangspunt gehanteerd dat er geen scheurgroei optreedt in de afsluitende laag. De kans dat toch scheurgroei in de afsluitende laag optreedt wordt in sterke mate bepaald door de onzekerheden in de modelberekeningen en de moeilijke voorspelbaarheid van het CO₂-gedrag in een gedepleteerd gasveld. Dat de bandbreedtes van de *Base case* worden ingesteld op het uitgangspunt dat geen scheurgroei in de afsluitende laag optreedt, betekent een kleinere kans op een scheur in de afsluitende laag. Er is daarmee een kleinere kans op lekkage in vergelijking tot een scenario waarin de opslag niet binnen begrenzing van de *Base case* blijft.

Dat scheurgroei alleen in de stresstest optreedt en tot maximaal een hoogte van 10-20 meter binnen de gekozen parameters is een reële inschatting van de *Worst-case* op basis van alle huidige beschikbare inzichten.

De grootste moeilijkheid met deze risico inschatting is dat de juistheid van de voorspellingen uit modellering (en van de onderliggende aannames en parameterkeuzes) moeilijk is te valideren op basis van het door de aanvrager voorgestelde plan van monitoring (zie daarvoor meer uitgebreid adviesonderdeel 8). Als een lekpad in de afsluitende laag zou ontstaan door scheurgroei of door verschuivingen langs breuken, is zijn actieve herstelmaatregelen niet mogelijk. Het ontwikkelen van lekpaden via scheuren en breuken stopt waarschijnlijk als de oorzaak ophoudt. Op het moment dat de afsluitende laag in latere fase van de CO₂-opslag weer opwarmt verdwijnen rekspanningen die scheurgroei veroorzaken. Echter, het is moeilijk in te schatten in hoeverre scheuren en breuken zich weer vloeistofdicht sluiten als de oorzaak van vorming ophoudt.

De afsluitende laag boven het reservoir en rond de randbreuken heeft een dikte van 450 tot 600 meter. Hoe dikker de laag met evaporieten en kleistenen, hoe kleiner in principe de kans dat een continu lekpad over zulke grote afstand kan ontstaan bij een scheur of bij een verschuiving langs een breuk.

Afwijking van het verwachte reservoirgedrag (van onvoorziene scheurgroei en kleine verschuivingen op breuken) zullen niet worden opgemerkt zonder zeer nauwkeurige micro-seismische monitoring. De aanvrager ambiëert geen micro-seismische monitoring. Zie hiervoor adviesonderdeel 8. SodM oordeelt dat zolang de druk in het reservoir lager is dan de drukken in omliggende gesteentelagen, gassen (CO₂ en achtergebleven methaan) niet uit het opslagcomplex kunnen stromen. Ook niet in de situatie dat toch een lekpad zou zijn ontstaan. Dus ook in geval van beperkte scheurvorming in de onderkant van de afsluitende laag, of bij een verschuiving langs breuken en met de modelonzekerheden, blijft het risico van lekkage zeer klein, zolang de reservoirdruk lager is dan de vloeistofdruk in omliggende gesteentelagen.

Het risico van lekkage via het reservoir is aanvaardbaar. De kans op de serie gebeurtenissen die dit zou veroorzaken is zeer klein en gezien de onzekerheden, zijn de effecten ervan in het slechtste geval nog aanvaardbaar.

Tabel 6.2 geeft een samenvatting van de risico inschatting van de aanvrager en van de beoordeling door SodM. De tabel toont de opeenvolgende escalatiestappen aan gebeurtenissen die zouden moeten optreden voordat sprake is van lekkage en voordat sprake is van doorstroom naar ondiepere lagen met mogelijke effecten voor mens en milieu.

In het risicobeheersplan (Deel III aanvraag, sectie 5.4.2) wordt een hoger gelegen gesteentelaag als secundaire afsluitende laag als barrière genoemd in geval dat CO₂ door de afsluitende laag uitstroomt in andere nog steeds diep gelegen zandsteenlagen. Daar weer boven bevinden zich de Vlieland Kleisteen formatie die moet verhinderen dat als CO₂ uit het opslagcomplex zou lekken, het verder opwaarts kan stromen naar de ondiepe bodem, oceaan of atmosfeer.

Tabel 6.2: *Inschatting SodM van het risico van lekkage uit de CO₂-opslag via de afsluitende laag*

Escalatiestappen	Kans / effect / risico inschatting
Stap-1: Scheurvorming in de onderkant van de primaire afsluitende laag <i>(afwijking van verwacht gedrag, maar binnen de inschatting van de Worst case)</i>	<u>Reële kans</u> : Scheurvorming aan de onderkant van de afsluitende laag als gevolg van afkoeling en verandering van gesteentespanning blijft een reële mogelijkheid door huidige modelonzekerheden, ondanks de Base case die daarvan wegblijft <u>Effect en risico</u> van een scheur in onderkant van afsluiting is nihil voor mens en milieu, zo lang door de scheur geen continu doorstroomkanaal ontstaat.
Stap-2: Doorgroei van scheur hoger in primaire afsluitende laag <i>(door onjuiste inschatting van de Worst case groeit scheur verder dan het ingeschatte slechtste scenario)</i>	<u>Kleine kans</u> : De onzekerheden in modellen zouden slechter moeten uitpakken dan het ingeschatte slechtste scenario. Door de modelonzekerheden sluiten we deze mogelijkheid niet uit.
Stap-3: Ontwikkeling van lekpad in primaire afsluitende laag <i>(uitstroom verhinderd door barrière van lagere druk binnen dan buiten reservoir)</i>	<u>Kleinere dan kleine kans</u> op ontwikkeling van een lekpad. De kans is groter dan 'verwaarloosbaar' doordat de natuurlijke barrières ter voorkoming van een continu lekpad meerdere significante geologische en modelonzekerheden hebben.
Stap-4: Optreden van lekkage naar aquifer boven primaire afsluitende laag <i>(stroming door en bovenuit de afsluitende laag in bovenliggende watervoerende laag. Verdere doorstroming naar hogere gesteentelagen tegengehouden door secundaire afsluiting.)</i>	<u>Zeer kleine kans</u> op lekkage uit opslagcomplex zolang er sprake is van lagere druk binnen dan buiten reservoir (onderdruk). <ul style="list-style-type: none"> - Onzekerheid over lange termijn sub-hydrostatische druk in reservoir zonder extra veiligheidsmarge waardoor druk boven hydrostatische drukbegrenzing zou uitkomen: door drukopbouw door langetermijn <i>temperatuureffecten, aquifer drive</i>. Zie onderstaand hoofdstuk 'Beoordeling drukbegrenzing als gedeelde put en reservoirbarrière ter voorkoming van lekkage'. - Onzekerheid over de hoeveelheid potentiële uitstroom door grote onzekerheden over effectiviteit van natuurlijke barrières en over de hoeveelheid potentiële uitstroom. <u>Verwaarloosbaar effect en risico</u> voor mens en milieu in geval van uitstroom, ook als de onzekere hoeveelheid uitstroom met een worst-case als zeer groot volume wordt ingeschat.
Stap-5: Optreden van lekkage en doorstroom naar het milieu van bodem, zeewater of atmosfeer	<u>Verwaarloosbare kans</u> op lekkage naar ondiepere lagen, boven de secundaire afsluiting, naar bodemwater of atmosfeer. Ook in geval van worst-case grote hoeveelheid uitstroom in

<p>(stroming naar hogere, ondiepere lagen, boven de secundaire afsluiting, met effecten voor mens en milieu)</p>	<p>aquifer direct boven primaire afsluiting, is kans op doorstroom naar bovenliggende lagen verwaarloosbaar.</p> <p><u>Verwaarloosbaar risico</u> voor mens en milieu met een verwaarloosbare kans op lekkage.</p>
--	--

Beoordeling van rol drukbegrenzing en ultieme lekkage scenario's

SodM heeft in de bovenstaande beoordeling van het put- en reservoirgerelateerde lekkagerisico geconcludeerd dat uitstroom uit het reservoir niet zal optreden, ook als er een lekpad zou zijn, zolang de druk in het reservoir een lagere druk heeft dan de druk in omliggende en bovenliggende gesteentelagen. In meer technische termen betekent deze drukbegrenzing dat de druk op een diepte bovenin de kolom van vrij CO₂-gas lager moet zijn dan de druk van een vrije waterkolom op dezelfde diepte. Die druk van een vrije, statische waterkolom heet de hydrostatische druk. De hydrostatische druk neemt toe met de diepte in opeenvolgende gesteentelagen (de hydrostatische drukgradiënt), afhankelijk van het gewicht van het zoute formatiewater. Zolang de druk van een kolom van vrij CO₂-gas niet boven de hydrostatische drukgradiënt uitkomt (hierna: *sub-hydrostatische-druk*), zal er geen effectieve opwaartse uitstroom zijn. Het opstijgend vermogen van CO₂ ('buoyancy') speelt wel maar zal teniet gedaan worden door druk van de bovenliggende gesteentelagen en eventuele instroom. Zie hiervoor de uitleg onder subhoofdstuk lekkage 'via micro-annuli langs de put'. Oplossing en diffusie van CO₂ is eventueel wel mogelijk op het contact tussen de kolom van vrij CO₂-gas en vrij water.

Inschatting van scenario's van druktoename

De aanvrager geeft in het risicobeheersplan de beperking van de *sub-hydrostatische-druk* als barrière in geval die rond de put door hogere injectiedrukken lokaal zou worden overschreden (deel III aanvraag, §6.2.4). De aanvrager levert in de beantwoording op de aanvullende vraag over lekkagerisico extra onderbouwing van de drukgradiënten van de zoutwaterkolom en van de CO₂-kolom (Doc-8). SodM houdt de waarden van de zoutwaterkolom aan voor het vaststellen van de hydrostatische drukgradiënt die uitkomt op 0,103 bar/m voor een dichtheid van water van 1052 kg/m³.

SodM ziet een aantal mogelijke oorzaken voor overschrijding van de *sub-hydrostatische-druk* barrière:

- De druk in het reservoir zal stijgen door temperatuurstijging na afloop van CO₂-injectie, zoals door de aanvrager wordt toegelicht in Deel II aanvraag (§3.6.2, figuur 19).
- Als de druk op referentiediepte wordt begrensd op de hydrostatische druk, dan zal de druk van de CO₂-kolom hoger in het reservoir uitkomen boven de hydrostatische druk vanwege het dichtheidsverschil tussen CO₂ en water. Een drukcorrectie is nodig waarbij de CO₂-kolom niet alleen op referentiediepte maar ook bovenin het reservoir *sub-hydrostatisch* blijft.
- De druk in de CO₂-kolom zou na stoppen van injectie op zeer lange termijn kunnen oplopen door instroom van water uit het onderliggende aquifer ('*aquifer support*'), zoals door NORCE-reviewer wordt beschreven (Bijlage 3).

SodM beoordeelt voor ieder van deze drie punten of die de *sub-hydrostatische druk* barrière aantasten en wat nodig is voor beheersing van het risico van lekkage.

Temperatuur- en drukstijging na afloop van CO₂-injectie

SodM is het eens met de inschatting van de aanvrager dat na beëindigen van de injectie de druk langzaam zal toenemen door opwarming van het opgeslagen CO₂. Na meerdere decennia zal de drukverhoging ongeveer 5 bar zijn. De verdere temperatuur- en drukstijging vlakt daarna snel af. SodM oordeelt dat het mogelijk moet zijn om gedurende de injectiefase de drukontwikkeling nauwkeurig te meten en modelvoorspellingen te actualiseren van de te verwachten langetermijn druktoename door temperatuurstijging. SodM oordeelt dat de uitvoerder van de opslag in de eindfase rekening moet houden met deze druktoename uit voorspellingen. Op deze wijze moet op tijd met injectie gestopt kunnen worden zodat de druk met gerede zekerheid onder een limietstelling voor de gemiddelde reservoirdruk kan blijven.

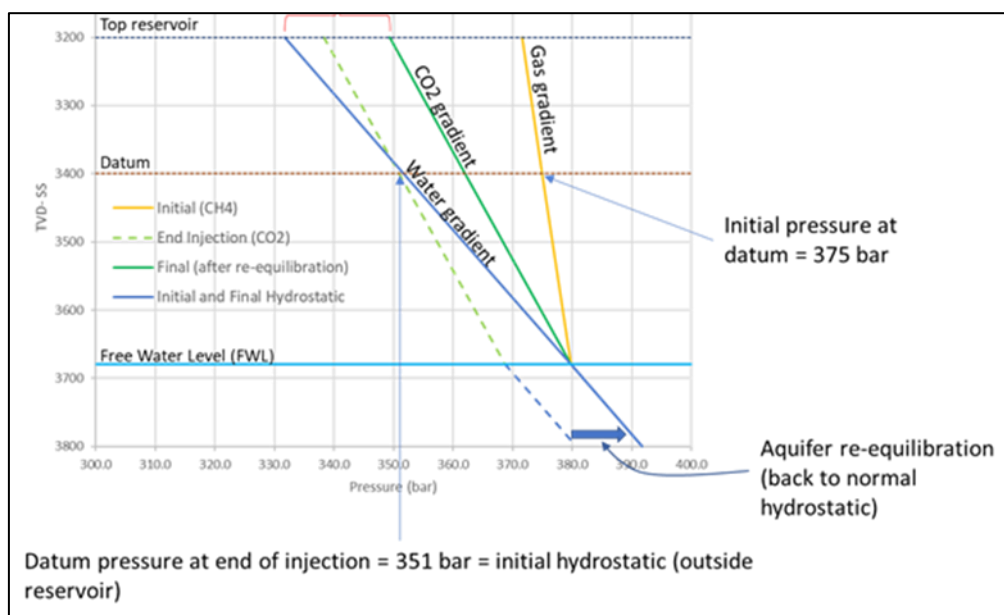
Drukgradiënt ook bovenin reservoir sub-hydrostatisch

Doordat een kolom CO₂ lichter is dan eenzelfde kolom water, neemt de druk binnen een CO₂ kolom opwaarts minder snel af dan in een waterkolom. Deze verschillen in drukgradiënten worden weergegeven in de onderstaande figuur 6.1. Als de druk voor de CO₂-kolom begrensd zou worden op een referentiediepte op de daar geldende hydrostatische druk, dan zou druk in de CO₂-kolom boven die referentiediepte groter zijn dan de druk in de waterkolom. Naar dit effect van lichter gas wordt ook wel verwezen als het drijfvermogen van een gas ten opzicht van water ('*buoyancy effect*').

De NORCE-reviewer (Bijlage 3) geeft hierover uitleg in hoofdstuk 5.2 '*Ultimate leakage potential of the P-18 site*' binnen het vraagstuk van drukbarrière aan bovenkant reservoir ('*Top reservoir pressure barrier*'). De reviewer geeft een grove inschatting van de correctie die zou moeten worden toegepast op de voorgestelde druk van 351 bar op referentiediepte van 3400 meter om ervoor te zorgen dat ook bovenin het reservoir de druk in de CO₂-kolom sub-hydrostatisch blijft. Een drukcorrectie moet worden toegepast. Volgens de aanvrager is zo'n drukcorrectie in de aanvraag ondervangen met een 2% marge, Deel II van de aanvraag, §4.3 en Tabel 2.

Inschatting van de rol van druktoename onder invloed van instroom vanuit de onderliggend aquifer

De NORCE-reviewer (Bijlage 3) geeft een uitgebreide analyse naar aanleiding van onze extra reviewvraag over de effecten en beheersing van een lekkage in geval zich een lekpad zou hebben gevormd. De reviewer geeft aan dat niet uitgesloten kan worden dat de druk in de CO₂-kolom na stoppen van injectie over zeer lange termijn zou oplopen doordat dat het water onderin het reservoir de CO₂-kolom zou kunnen opduwen. Het scenario is dan dat vrij water in het reservoir direct onder de CO₂-kolom in verbinding staat met een vrije waterkolom van grote hoeveelheid (door de reviewer geclassificeerd als "*Open store*"). Als deze waterkolom van onderaf tegen de bovenliggende CO₂ aandruwt, kan de druk hoger in de CO₂-kolom stijgen tot boven de hydrostatische drukgradiënt.



Figuur 6.1 (uit NORCE-review rapport, bijlage 3): de druk in het reservoir (langs horizontale as) voor verschillende dieptes voor water (blauwe lijn), CO₂ (groene lijn) en aardgas (gele lijn). Iedere lijn toont hoe de druk toeneemt met diepte (gradiënt) in een continue kolom van respectievelijk water, CO₂ en aardgas. De vraag in deze beoordeling is of de drukgradiënt in de kolom van CO₂ in reservoir op de lange termijn de groen gestippelde lijn volgt (wat de aanvrager aangeeft) of dat de druk mogelijk de groene dikke lijn volgt (wat de reviewer als mogelijkheid voorstelt).

Volgens de aanvrager is er geen sprake van water in het reservoir dat van onderaf de druk in CO₂ opduwt ('*druk support*' of '*aquifer drive*'), omdat tijdens gaswinning geen indicaties waren voor actief gedrag van de onderliggende watervoerende laag (Deel II van de aanvraag, §3.2).

De NORCE-reviewer maakt de inschatting dat de druk in het slechtste geval over zeer lange termijn mogelijk wel zou kunnen stijgen tot hydrostatische druk aan de basis van de CO₂-kolom. De druk hoger in de CO₂-kolom in het reservoir zou dan ruim boven de hydrostatische druk uitkomen (de gele lijn in figuur 6.1). De stijging is wel gelimiteerd en zou in dit slechtste geval naar inschatting van de reviewer ergens uitkomen in het midden tussen de hydrostatische drukgradiënt (blauwe lijn) en de drukgradiënt van de originele aardgaskolom (de initiële reservoirdruk; de gele lijn).

De NORCE-reviewer betwijfelt op basis van de inzichten uit de drukontwikkeling bij gaswinning dat een stijging van de druk in de CO₂-gaskolom voor de lange termijn kan worden uitgesloten. De reviewer geeft bovendien aan dat de druk bovenin de CO₂-kolom sub-hydrostatisch kan worden gehouden met een extra veiligheidsmarge.

Beoordeling SodM van risico van druktoename onder invloed van de onderliggend aquifer

SodM oordeelt dat het ontbreken van '*aquifer drive*' over de tijdsduur van gaswinning niet uitsluit dat er op langere termijn sprake zou kunnen zijn van '*aquifer drive*'. In dat geval kan water over zeer lange termijn toestromen en zou het aquifer onder de CO₂-kolom op hydrostatische druk kunnen komen. In dat geval zal ook de gasdruk van de CO₂-kolom in het reservoir stijgen. Op zeer lange termijn zou de druk in het reservoir dan boven de hydrostatische druk uitkomen.

SodM oordeelt dat de hydrostatische druk als barrière in ieder geval nodig is zolang er een kleine kans is op een lekpad als die niet op enigerlei wijze is gedicht.

SodM concludeert dat met de extra veiligheidsmarge de onzekerheid over aantasting van de hydrostatische barrière kan worden weggenomen. CO₂ (en eventueel resterend methaan) zullen dan niet kunnen uitstromen, ook niet in geval van een lekpad. Met deze extra marge in de begrenzing van de gemiddelde reservoirdruk is de kans verwaarloosbaar dat de hydrostatische druk als grens op lange termijn wordt overschreden.

Beoordeling van het risico van het ultiem lekkagescenario

SodM beoordeelt of de aanvrager ook realistische scenario's geanalyseerd heeft die beschreven kunnen worden als ultieme lekkage scenario's. De kans dat deze extreme ultieme scenario's zich voordoen moet zeer onwaarschijnlijk zijn om als verwaarloosbaar risico's geclassificeerd te worden en daarmee aanvaardbaar te zijn. Het gaat hierbij om scenario's waarbij significante CO₂ volumes uit het opslagcomplex lekken. Om uitstroom van een significant volume te realiseren zal een aaneenschakeling van gebeurtenissen moeten plaats vinden om daadwerkelijke uitstroom van CO₂ buiten het opslagcomplex te realiseren. Om een significante lekkage volume te laten ontstaan zullen deze omstandigheden over een lange periode aanwezig moeten zijn. Lekkage snelheden zijn zeer klein, vanwege de configuratie van lekpad dimensies en het kleine drukverschil. Er zullen enkele honderden tot duizenden jaren nodig zijn om een significant lekkage volume te creëren. Voor het inschatten van het risico van lekkage in deze extreme ultieme scenario's zijn de volgende aaneenschakeling van gebeurtenissen nodig: 1) druktoename in het opslagcomplex; 2) lekpad dat over een langere termijn open blijft; 3) beweging, dan wel stroming door het lekpad.

De NORCE-reviewer (Bijlage 3) beschrijft de overschrijding van de hydrostatische druk als aanleiding voor uitstroom uit het opslagcomplex in geval dat een lekpad op lange termijn nog steeds aanwezig is.

Beoordeling van SodM van het ultieme 'worst-case' scenario

De aanvrager heeft aangetoond dat in een '*worst-case*' scenario het ontstaan van een lekpad zeer klein is en dat het risico van uitstroom van CO₂ naar de omgeving hierdoor zeer klein is. Met door SodM voorgestelde extra druk begrenzing voor de uiteindelijke gemiddelde reservoir druk zal deze uitstroom verwaarloosbaar zijn. Voor het aller slechtste geval dat er toch uitstroom optreedt heeft SodM de aanvrager een additioneel scenario door laten rekenen waarin het lekkage volume is bepaald.

Hierbij stelt SodM dat deze situaties zeer onwaarschijnlijk zijn omdat alle gebeurtenissen aaneengesloten moeten plaats vinden, hetgeen zeer onwaarschijnlijk is gezien de samenstelling van het opslagcomplex, de bovenliggende gesteentelagen, de productiehistorie en injectiecondities. Hieronder geeft SodM drie extreme scenario's weer waarvan de eerst door de aanvrager is doorgerekend:

- Hydrostatisch evenwicht door het lekkage pad dat fysiek verbonden met de eerst bovenliggende gesteentelagen met opslagcapaciteit: De specifieke gebeurtenissen die moeten ontstaan zijn een fysieke verbinding via het lekpad naar de gesteentelaag; het lekpad volledig gevuld met CO₂; een CO₂ reservoirdruk na injectie van 351 bar. Het resultaat zal zijn dat een hoeveelheid van 2.3 Mton aan CO₂ weglekt in het bovenliggende gesteente dat gevuld is met water. De aanvrager rekent voor (Doc-8, beantwoording aanvullende vraag) dat dit volume in het slechtste geval kan weglekken uit het opslagcomplex en instroomt in de Vlieland (Zandsteen) Formatie die zich boven de afsluitende laag bevindt. De druk in deze Vlieland Formatie blijft binnen deze inschatting op de hydrostatische druk van 282 bar op 2730 meter diepte. Wanneer het CO₂ kan oplossen, blijft de druk in de Vlieland Formatie hydrostatisch. Er zal dan CO₂ uit het opslagcomplex weglekken totdat de CO₂-druk is gedaald naar 323 bar op de referentiediepte van 3400 meter. Daaronder staat vervolgens een CO₂ kolom in vrije verbinding via een nauw lekpad, waarbij de druk in het reservoir is gedaald en gestabiliseerd. In dat geval zou over een zeer lange periode 2,3 Mton weglekken uit het opslagcomplex in de Vlieland Formatie.
- Het scenario van instroom van water van onder de CO₂-opslag (onderliggende aquifer) die het CO₂ omhoog en wegduwt en met een continu lekpad door de afsluitende laag naar eerst bovenliggende gesteentelagen boven de afsluiting (bovenliggende aquifer). Voor dit scenario zijn een aantal specifieke omstandigheden nodig die moeten optreden en zeer lange tijd moeten aanhouden. Allereerst moet het onderliggende aquifer een zodanig groot volume hebben dat de initiële reservoir druk in het opslagreservoir zich weer kan herstellen. Daarnaast moet een fysieke verbinding via het lekpad van enkele honderden meters naar de gesteentelaag of ondieper milieu over zeer lange termijn open blijven. Ten derde moet het lekpad zich bevinden op het ondiepste punt van het reservoir. Het resultaat zal zijn, dat gedurende een periode van vele honderden tot duizenden jaren het waterniveau in het reservoir zal stijgen tot aan het ondiepste punt in het reservoir. De druk die de onderliggende aquifer kan creëren is voldoende om het CO₂ door het lekkage pad te persen richting de bovenliggende lagen dan wel naar het ondieper milieu (zeewater, atmosfeer) indien de bovenliggende lagen doorlaatbaar zouden zijn. De aanvrager heeft aangetoond er geen zichtbaar druk response is van een aquifer, gedurende de periode van gasproductie uit het P18-2 gas reservoir. Ook is het aannemelijk dat de lagen boven het aquifer afdichtend vermogen hebben. Dezelfde lagen zijn in andere gebieden aangemerkt als de afdichtende laag voor olie en gas reservoirs.
- Beweging van CO₂ door lekpad vanwege opwaartse gerichte resulterende kracht (drijfvermogen CO₂ groter dan kracht van neerwaarse stroom van water uit bovenliggende aquifer): De specifieke gebeurtenissen die moeten ontstaan is een fysieke verbinding via het lekpad van enkele honderden meters lang naar de gesteentelaag of ondieper milieu; de breedte van het lekpad dat groot genoeg moet zijn om stroming toe te laten (permeabiliteit). Het resultaat zal zijn, dat gedurende een periode van duizenden, zo niet miljoenen jaren, het CO₂ van het reservoir zich verplaatst naar bovenliggende gesteentelagen. De periode is afhankelijk breedte van het lekkage pad, om voldoende ruimte te bieden aan opstijgende CO₂ druppels. Dit proces wordt tegengewerkt, doordat er door hetzelfde lekpad stroming van boven naar beneden zal zijn van water, afkomstig uit de bovenliggende gesteentelagen.

Conclusie over extreme scenario en werking drukbegrenzing

De lekkage in bovenbeschreven scenario's valt ver voorbij de worst-case inschattingen die door de aanvrager zijn beschreven. Zoals eerder aangegeven zullen alle gebeurtenissen aaneengesloten plaats moeten vinden om een extreem scenario te realiseren. De geadviseerde inperkende drukken als begrenzing zullen er aan bijdragen dat de kans op deze scenario's verwaarloosbaar klein is.

SodM heeft (met hulp van de NORCE-review en de vraagbeantwoording door aanvrager) een inschatting gemaakt van wat er in het allerslechtste geval qua lekkage zou kunnen misgaan. Alleen in het geval dat de lekkage van CO₂ niet in het bovenliggende gesteentelaag ingevangen kan worden, zal dit over een zelfde tijdschaal van duizenden jaren wegstromen naar de ondiepere milieu (zeewater, atmosfeer). De kans hierop acht SodM verwaarloosbaar klein als de hydrostatische druk met extra marge op de drukbegrenzing ook voor de lange termijn wordt gerespecteerd.

In adviesonderdeel 8 zal SodM toelichten in hoeverre met de voorgestelde monitoringsmiddelen een afdoende inschatting kan worden gemaakt van de mate waarin de CO₂-opslag binnen de *Base case* wordt geopereerd.

Conclusies Adviesonderdeel 6

De put-gerelateerde risico's van lekkage en effecten voor mens en milieu zijn beheersbaar doordat de fysieke en operationele barrières adequaat zijn en de putten voor de lange termijn volledig kunnen worden afgesloten.

De put is in te delen in drie deelgebieden. Het gebied binnen de put dat in aanraking komt met CO₂, het gebied in de put dat niet in aanraking komt met CO₂ en het gebied direct aan de buitenkant van de put waar cement geplaatst is of in contact komt met het maritieme milieu. SodM heeft in de beoordeling van het put-gerelateerde lekkagerisico onderscheid gemaakt tussen putcomponenten per deelgebied. De kans op lekkage via put-gerelateerde lekpaden beoordeelt SodM als zeer klein. Het effect van de lekkage is klein tijdens de injectieperiode en verwaarloosbaar in de periode na injectie. Hierdoor is de conclusie dat put-gerelateerde risico's van lekkage verwaarloosbaar zijn. De redenen voor deze conclusie worden hieronder benoemd.

Door het toepassen van een monitoringsprogramma (zie adviesonderdeel 8) is vroegtijdige detectie en correctie mogelijk, voordat de integriteit van de putcomponenten die in aanraking komen met CO₂ heeft gefaald. Onderhoud en/of vervanging van putcomponenten als corrigerende maatregel is technisch realiseerbaar en kan op korte termijn worden uitgevoerd waarbij injectie in de put tussentijds wordt gestopt. Hierdoor is de kans op lekkage en negatieve effecten zeer klein. Het is een reële kans dat de integriteit van cement rond de put aangetast wordt vanwege de vorming van micro-annuli. Ook met de in de aanvraag voorgestelde operationele grenswaardes treedt afkoeling van het cement op, waardoor de vorming van micro-annuli reëel is. De kans dat micro-annuli een continu lekpad vormen over de 450-600 meter dikke dieptebereik van de primaire afsluiting (de afsluitende laag) beoordeelt SodM als zeer klein. Indien een fysiek pad via micro-annuli ontstaat, zal er geen uitstroom plaatsvinden als de druk in het reservoir (en in het bijzonder lokaal rond de put) onder de hydrostatische druk blijft. Wanneer de voorwaarde van sub-hydrostatische druk in het reservoir gerespecteerd wordt, zal er vrijwel geen uitstroom van CO₂ zijn (afgezien van een zeer kleine kans op zeer kleine lekkage snelheden door diffusie) en is er geen effect. Hierdoor is het risico van lekkage door micro-annuli zeer klein tot verwaarloosbaar. Voor de langetermijn risicoinschatting is van belang wat er gebeurt met de lekpaden zoals micro-annuli. Deze eventuele lekpaden rond de putten kunnen worden verwijderd. Dat is wat de aanvrager ook aangeeft te zullen doen. De verbuizing in de put en het cement wordt over een ruime afstand in het afsluitende gesteente uitgefreesd en vervangen door geschikt cement. Hierdoor wordt uitstroom verhinderd waardoor geen effect van lekkage kan ontstaan. De risico's van put-gerelateerde lekkage worden daarom op juiste wijze gemitigeerd en zijn voor de lange termijn verwaarloosbaar klein en daarmee aanvaardbaar.

CO₂-injectie kan veilig, maar door de huidige onzekerheden van reservoirgedrag bij CO₂-opslag is voor de lange termijn een grotere veiligheidsmarge gewenst van gemiddelde reservoir-einddruk.

De kans op lekkage via reservoir-gerelateerde lekpaden beoordeelt SodM als zeer klein. Immers, de kans op scheurgroei in de onderkant van de afsluitende laag en verschuivingen langs breuken zijn klein. Vervolgens is de kans op een daadwerkelijk lekpad en uitstroom daardoorheen (lekkage) via scheuren, breuken en via de randen uit het opslagcomplex nog kleiner. Geomechanische scenario's zijn doorgerekend met inputscenario's met combinaties van slechtste omstandigheden (*Worst case*). Zelfs voor het *Worst case*-scenario blijft scheurgroei in de

afsluitende laag en de mate van breukverschuiving zeer beperkt. Dus ook voor het Worst case-scenario is de verwachting dat geen lekpad ontstaat via scheuren of breuken. Wel heeft de risico-inschatting op basis van deze modelberekeningen de nodige onzekerheden. Dat het risico van lekkage via het reservoir evengoed als zeer klein wordt ingeschat, komt doordat de ontwikkeling van een continu pad over een verticale afstand van een 450-600 meter dikke afsluitende laag zeer klein is.

Naast de dikte van de afsluitende laag ter voorkoming van een lekpad, zal ook in geval van een fysiek pad toch geen uitstroom plaatsvinden als de druk in het reservoir (en in het bijzonder lokaal rond de put) onder de hydrostatische druk blijft.

Het grootste risico ziet SodM in de onzekerheid over het verwachte dynamische reservoirgedrag, of dat door onbekende en onvoorzienbare factoren de worst case-inschatting van CO₂-injectie en -opslag toch moet worden bijgesteld. De modelberekeningen zijn door een team van externe reviewers (Bijlagen 2 en 3) en SodM getoetst. SodM oordeelt dat op basis van de huidige kennis de *Worst case* een adequate inschatting geeft. De moeilijkheid is dat niet eerder CO₂ met zulke hoeveelheden is geïnjecteerd in een gasveld waarin door gaswinning de gasdruk tot zulke lage waarde van 20 bar is gedaald. Gedurende de injectie van CO₂ in het P18-2-reservoir zullen veel verwachtingen uit de modellering met meetgegevens moeten worden geverifieerd.

SodM verwacht dat binnen de operationele bandbreedte van de *Base case*, het een reële inschatting is dat de injectie en opslag in P18-2 kan wegblijven van de Worst case-inschatting en dat de ontwikkeling van een lekpad kan worden vermeden. Als er desondanks toch sprake is van de ontwikkeling van een lekpad, dan is de kans daarop het grootst in de beginfase van injectie door de afkoeling van het reservoir. Als het lekpad vervolgens toch openblijft (anders dan de verwachting dat lekpaden zich weer zullen sluiten), dan zal lekkage kunnen optreden bij druktoename aan het eind van de injectie en in de lange periode daarna.

SodM schat met de huidige beschikbare informatie in dat binnen het reservoir de verspreiding van CO₂, en de druk- en temperatuurontwikkeling moeilijk te valideren zal zijn gedurende de injectie op basis van slechts druk-, temperatuur- en debietmetingen. Het hangt af van de geschiktheid van de voorgestelde aanvullende monitoringstechnieken (zie adviesonderdeel 8) of grotere afwijkingen buiten de bandbreedte van het te verwachten reservoirgedrag voldoende kunnen worden opgemerkt.

Een extra marge is nodig op de reservoir-drukbeperking om de gemiddelde reservoirdruk op de lange termijn sub-hydrostatisch te houden.

SodM constateert dat de aanvrager voorstelt om een bovengrens van gemiddelde reservoirdruk van 351 bar op een referentiediepte van 3400 meter als ultieme barrière tegen lekkage te hanteren. Deze druk komt overeen met een zoutwaterkolom van 3400 meter hoogte (hydrostatische druk). Door de druk van het CO₂ onder deze druk te houden kan, volgens de aanvrager, lekkage worden voorkomen als zich een lekpad zou hebben gevormd. Tegelijk geeft de aanvrager aan om de druk lokaal rond de put in het reservoir in de eindfase van injectie boven de hydrostatische druk te laten uitkomen en onder de initiële reservoirdruk te blijven.

In het slechte geval, als er een fysiek lekpad is en als ook hydrostatische druk als barrière zou falen, zou uitstroom plaatsvinden uit het opslagcomplex en instroom in bovenliggende of naastgelegen diepe gesteentelagen. Ook dan zijn er nog geen nadelige effecten te verwachten op de ondiepe bodem, op zeewater of atmosfeer. Wel zou er in dit slechte scenario een beroep gedaan moeten worden op de aanwezigheid van andere natuurlijke barrières om uitstroom naar ondieper gelegen lagen te voorkomen.

De NORCE-reviewer concludeert dat de hydrostatische druk voor de zeer lange termijn mogelijk een minder effectieve barrière is dan de aanvrager voorstelt als de drukgrens van 351 bar wordt gehanteerd. De reviewer houdt rekening met de mogelijkheid dat op de zeer lange termijn de druk van de CO₂-kolom verder stijgt dan de 351 bar doordat de onderliggende watervoerende laag (aquifer) voor extra druk zorgt (aquifer drive). Afhankelijk van de tijdschaal waarop de aquifer drive optreedt, zou lekkage na de afsluiting van het veld optreden indien op zeer lange termijn nog steeds een lekpad aanwezig zou zijn.

SodM vindt het van belang (met het oog op de onzekerheid die er over effecten op ondiep milieu van lekkage zijn) dat de kans op lekkage en verdere opwaartse stroming zo klein mogelijk blijven. Een extra veiligheidsmarge op de in de aanvraag voorgestelde beperking van de reservoir-einddruk is daarom nodig.

Advies voor voorschriften drukbegrenzing met extra marge

SodM adviseert om een inperkend voorschrift op te nemen met een extra marge op de bovengrens van de gemiddelde reservoirdruk waarmee beter gewaarborgd wordt dat de druk ook voor de lange termijn onder de sub-hydrostatische druk als barrière blijft.

Reden voor deze extra marge is dat gezien de huidige onzekerheden in de modellering SodM oordeelt dat de kans op een significante lekkage zonder drukbegrenzing groter wordt, zodanig dat de potentiële effecten van uitstroom van belang worden. Effecten in de vorm van uitstroom voorbij het bovenliggend aquifer zijn dan alsnog klein en ook moeilijk voorstelbaar en lastig goed in kaart te brengen. Echter, als de hydrostatische druk ook voor de lange termijn wordt gerespecteerd, mede door de extra marge op de drukbegrenzing, acht SodM de kans op op zulke lekkage verwaarloosbaar klein en ook het risico aanvaardbaar.

Deze voorschriften worden in adviesonderdeel 7 nader toegelicht. Het is hierbij van belang dat extra veiligheidsmarge door de aanvrager wordt ingebouwd, meer dan wat in de aanvraag wordt voorgesteld. Wij stellen daarom voor dat de aanvrager het monitoringsplan en de corrigerende maatregelenplan op dit punt ruim voor aanvang van injectie zodanig aanscherpt.

7. Toetsing grenswaarden, snelheid en druk

Bij de toetsing op de grenswaarden van de snelheid en de druk zal gekeken worden naar de grenswaarden van de druk van de opgeslagen CO₂ en de maximum toelaatbare snelheid en druk bij injectie van CO₂ en de maximale toelaatbare druk van het opgeslagen CO₂.

Begrenzing van de gemiddelde reservoirdruk en lokale druk onder de hydrostatische druk bij injectie

De aanvrager geeft aan dat om het reservoir tot een gemiddelde druk van 351 bar te kunnen vullen in de putten en lokaal rond putten hogere drukken nodig zijn. De aanvrager verzoekt om in de injectieput een druk van 375 bar op referentie diepte van 3400 meter toe te staan. De aanvrager geeft aan dat de druklimiet van 375 bar veilig kan omdat deze drukgrens overeenkomt met de initiële reservoirdruk van de aardgas kolom op referentiediepte in het P18-2 gasveld, zoals aangetroffen bij het aanboren van het gasveld.

SodM adviseert echter om een voorschrift in een eventuele vergunning op te nemen zodat de gemiddelde druk overal in het reservoir lager is dan de bijbehorende hydrostatische druk op die diepte; dus onder de hydrostatische drukgradiënt. SodM adviseert om in de voorschriften een hydrostatische drukgradiënt op te nemen van 0,103 bar/m die is gebaseerd op een onderbouwing van de aanvrager (Doc-8) bij een dichtheid van water van 1052 kg/m³.

SodM adviseert om deze grens ook lokaal rond de put niet te overschrijden. Door overal onder deze drukgrens te blijven kan lekkage worden voorkomen, ook in het scenario (die de aanvrager niet verwacht maar niet kan worden uitgesloten) dat een continu lekpad rond de put door de afsluitende laag zou zijn ontstaan. Weliswaar bleef het aardgas ingevangen bij een initiële reservoirdruk van 375 bar, temperatuur- en spanningsveranderingen als gevolg van CO₂-opslag creëren nieuwe omstandigheden, waardoor het niet gegarandeerd is dat deze initiële druk ook het CO₂ ingevangen zal houden. De kans op lekkage is weliswaar zeer klein. De barrière van onderdruk (hydrostatische druklimiet) werkt alleen als die ook lokaal rond de put gerespecteerd wordt.

Na een periode van verzamelen van data uit injectie monitoring en validatie van reservoirmodellen kan gedurende de injectie een inschatting worden gemaakt of deze conservatieve inperking op de aangevraagde druk zou kunnen worden aangepast. SodM adviseert om in deze fase, voor de nu af te geven vergunning uit voorzorgprincipe deze extra veiligheidsmarge voor de drukbegrenzing te hanteren.

Begrenzing van de druk van het opgeslagen CO₂

Na het beëindigen van de injectie zal de druk langzaam toenemen door opwarming van het opgeslagen CO₂. Het koude geïnjecteerde CO₂ zal namelijk door het omliggende warme gesteente opwarmen. In de eerste 20 jaar betekent dit een drukverhoging van circa 3 bar. Na meerdere decennia zal de drukverhoging ongeveer 5 bar zijn.

SodM adviseert om als voorschrift op te nemen dat de gemiddelde reservoirdruk zowel tijdens als na de injectieperiode nergens hoger is dan de bijbehorende hydrostatische druk. Bij het opvullen van het reservoir dient daarom rekening te worden gehouden met deze druktoename. Met injectie monitoring en validatie van reservoirmodellen dient een lang termijn inschatting op basis van alle dan beschikbare kennis te worden gedaan en voorgelegd te worden ter beoordeling, met het doel dat op tijd met de injectie wordt gestopt zodat de druk in de CO₂-kolom op referentiediepte ook voor de lange termijn onder de 351 bar blijft.

Begrenzing van de maximale injectiesnelheid

De aanvrager geeft aan dat het maximale injectiedebiet per injectieput 47 kg/s zal zijn. Deze limiet is ingesteld om erosie van putmaterialen te voorkomen. De aanvrager geeft aan dat tijdens normale bedrijfsvoering de verwachte massastroom 28 kg/s zal zijn. Bovendien zijn bij de berekeningen van de effecten van CO₂-doorstroom in de put en voor de effecten van CO₂-injectie op het reservoir scenario's doorgerekend met deze injectiedebieten als input waarden. Op deze basis zijn de dynamische reservoirmodellen voor CO₂-verspreiding berekend en zijn worst case inschattingen van temperatuur- en spanningsontwikkelingen in het reservoir gebaseerd.

SodM adviseert om de snelheid van CO₂-injectie vast te leggen op een maximum van 47 kg/s per injectieput.

Conclusie over voorwaarden voor grenswaarden

SodM adviseert om de volgende voorwaarden voor grenswaarden op te nemen:

1. De injectiedruk is tijdens de injectie overal in het reservoir lager dan de bijbehorende hydrostatische druk. Uitgaand van een hydrostatische drukgradiënt van 0,103 bar/m en een dichtheid van het water van 1052 kg/m³.
2. De reservoirdruk van het opgeslagen CO₂ is ook na de injectieperiode altijd en overal in het reservoir lager dan de bijbehorende hydrostatische druk. Uitgaand van een hydrostatische drukgradiënt van 0,103 bar/m en een dichtheid van het water van 1052 kg/m³.
3. Het maximaal toelaatbare injectiedebiet bedraagt 47 kg CO₂ per seconde per injectieput.

8. Toetsing plannen voor risicobeheer, monitoring, corrigerende maatregelen en afsluiting

Een vergunningaanvraag voor CO₂-opslag wordt onderbouwd met vier samenhangende plannen. Deze plannen zijn het risicobeheerplan (Deel III van de aanvraag), het monitoringsplan (deel IV), het plan van corrigerende maatregelen (Deel V) en het afsluitingsplan (deel VI van de aanvraag).

In adviesonderdelen 5 en 6 heeft SodM de door de aanvrager geïdentificeerde risicofactoren en de risicoinschattingen beoordeeld. Voor de beheersing van risico's is het van belang dat deze risico's voldoende worden beperkt zodat *ongewenste gebeurtenissen* met adequate monitoring vroegtijdig kunnen worden opgemerkt (afwijkend gedrag). Daarnaast is het van belang dat, waar nodig, corrigerende maatregelen kunnen worden genomen om escalatie van afwijkend gedrag te voorkomen of de gevolgen van een ongewenste gebeurtenis te beperken. De drie eerste plannen bevatten opeenvolgende beschrijvingen van deze stappen in risicobeheersing.

De vraag in dit adviesonderdeel is of vier bovengenoemde plannen voldoen aan de normen. Daarvoor stelt SodM de vraag of met de voorgestelde monitoring afwijkend gedrag in de injectie en in de CO₂-opslag voldoende op tijd kan worden gesignaleerd en of de juiste corrigerende maatregelen (kunnen) worden genomen om risicovolle gebeurtenis te voorkomen.

Introductie van de vier plannen

Van de vier plannen is het risicobeheersplan (Deel III aanvraag) deels beoordeeld in respectievelijk adviesonderdeel 5 en 6. Daar zijn immers de geïdentificeerde risicofactoren en de risicoinschatting van seismiciteit en lekkage beoordeeld. In dit adviesonderdeel toetst SodM de door aanvrager opgestelde risicobeheersing die in schema's (bowties) zijn uitgewerkt en waarin preventieve en herstelbarrières zijn gedefinieerd.

In het monitoringsplan (Deel IV aanvraag) beschrijft de aanvrager diverse monitoringsdoelstellingen en monitoringsmiddelen (technieken) ten einde de injectie van CO₂ via de put en de opslag in de diepe ondergrond te monitoren. Centraal in het monitoringsplan staan de druk, temperatuur en debiet metingen in de put (tabel 5, Deel IV aanvraag) om operationele uitvoering van CO₂ doorstroom door de put en injectie in het reservoir veilig binnen gestelde limieten te kunnen uitvoeren.

Het corrigerende maatregelen plan (Deel V aanvraag) hangt nauw samen met het monitoringsplan. Op basis van de monitoringsplan voorgestelde escalatieniveau's worden bij afwijkingen corrigerende maatregelen voorgesteld.

Het afsluitingsplan staat meer los en beschrijft de wijze waarop de aanvrager, in dit stadium voorafgaand aan de injectie, voorziet de putten te verwijderen het het reservoir veilig permanent af te sluiten (Deel VI aanvraag).

Indeling van risicobeheersing in projectfasen en in deelgebieden van monitoring

De aanvrager onderscheidt in het monitoringsplan vier verschillende fasen van het project: de pre-injectie fase, de operationele (injectie) fase, de post-injectie fase en de fase na afsluiting met overdracht van verantwoordelijkheid. De doelstelling van de monitoring en de middelen die worden gebruikt verschillen per fase. De aanvrager onderscheidt binnen de projectfasen vier monitoringsdeelgebieden. Deze worden beschreven in Deel IV van de aanvraag (tabel 5) en bestaan uit deelgebieden 'operationeel', 'CO₂ verspreiding in het reservoir', 'Lekpaden en integriteit' en 'Milieu en omgeving'. Een aantal van de door de aanvrager voorgestelde monitoringsmiddelen zijn duidelijk gericht op put-gerelateerde risicobeheersing. Andere hebben een meer reservoir-gerelateerde focus van risicobeheersing. De aanvrager maakt voor elk deelgebied onderscheid tussen 3 categorieën van monitoring voor de risicobeheersing (het controlesysteem Deel IV aanvraag, §2.4): reguliere monitoring, aanvullende monitoring en corrigerende maatregelen.

In de beoordeling van de risicobeheersing en de voorgestelde monitoring en corrigerende maatregelen maakt SodM een functioneel onderscheid tussen put-gerelateerde en reservoir-gerelateerde risicobeheersing.

De indeling van de beoordeling van put-gerelateerde en reservoir-gerelateerde risicobeheersing in de pre-injectie en operationele fases is als volgt:

Beoordeling van put-gerelateerde risicobeheersing:

1. Operationele beheersing binnen bandbreedtes put: op basis van alle put-gerelateerde gemeten parameters die nodig zijn om binnen de nauwgezette operationele grenzen van het systeem te blijven opereren.
2. Beheersing van integriteit put componenten: hierin wordt beoordeeld in hoeverre signalering en corrigerende maatregelen van lekkage via put componenten adequaat zijn.
3. Beheersing van lekkage via micro-annuli en verwijdering en herstel na afsluiting: hierin wordt beoordeeld in hoeverre o.a. signalering en corrigerende maatregelen van lekkage via micro-annuli adequaat zijn en na afsluiting kunnen worden hersteld.

Beoordeling van reservoir-gerelateerde risicobeheersing:

1. Operationele beheersing binnen bandbreedtes reservoir: hierin wordt de reservoir gerelateerde vast-frequente druk en temperatuurmetingen beoordeeld en de daaraan gekoppelde modellering van het reservoirgedrag.
2. Signalering van afwijkend reservoirgedrag met oog op lekkage: hierin wordt beoordeeld in hoeverre vroegtijdige signalering van ontwikkeling van lekkagepaden en lekkage mogelijk is.
3. Signalering van afwijkend gedrag van spanningsontwikkeling op breuken: hierin wordt beoordeeld in hoeverre afwijkend gedrag in de spanningsontwikkeling op breuken, scheurvorming, en seismiciteit gedetecteerd en gelokaliseerd kunnen worden.

Voor de post-injectie fase en de fase na afsluiting wordt de voorgestelde risicobeheersing van putten en reservoir, gezamenlijk, in samenhang beoordeeld in het hoofdstuk "*Beheersing van risico's voor 'omgeving en milieu' in post injectiefase en nazorg*". De beoordeling van de risicobeheersing wordt afgerond met een slechtste geval scenario waarin uitstroom bovenuit het opslagcomplex zou plaatsvinden. De aanvrager behandelt deze aspecten in het monitoringsplan en in het plan van corrigerende maatregelen binnen het daarin geformuleerde deelgebied '*Milieu en omgeving*'. De vraag daarbij is wat eventuele lange termijn effecten zouden kunnen zijn en lange termijn beheersing nodig zijn.

Monitoringstechnieken voor operationele beheersing en signalering van afwijkend gedrag

De monitoringsmiddelen die gebruikt worden voor operationele beheersing van de risico's en signalering van afwijkend gedrag kunnen continu en periodiek gebruikt worden. De data die door deze middelen tijdens continu meting worden verzameld zijn druk, temperatuur, debiet en samenstelling van de injectiestroom. De data wordt gebruikt voor het borgen van de put integriteit en het valideren van modellen.

De monitoringsmetingen zijn druk- en temperatuurmeting aan de putmond, druk- en temperatuurmeting diep in de put ter hoogte van de packer, debietmeting van totale CO₂ stroom en van individuele putten, CO₂ stroom samenstelling-meting, akoestische- (Distributed Acoustic Sensing, DAS) als temperatuurmetingen (Distributed Temperature Sensing, DTS) met een glasvezelsysteem over de volledige lengte van de putten

Er wordt door de aanvrager aangegeven dat druk, temperatuur, de samenstelling van de CO₂ stroom en debietmeting continu gemeten gaan worden.

Naast de continu metingen zullen ook periodieke en nulmetingen worden uitgevoerd. De periodieke metingen bestaan uit wanddiktemeting met behulp van multifinger caliper imaging tool (PMIT), electro-magnetische imaging tools (EMIT) en akoestische metingen Casing Bond Logs (CBL) en ultrasonic imaging tools (USIT).

Het verzamelen van data bij de periodieke metingen en nulmetingen door de imaging tools is voornamelijk gericht om de integriteit van de put materialen en cement te verifiëren. De CBL geeft aan hoe goed cement aan de buitenkant van de verbuizing hecht. Hiermee is het mogelijk om indicatie te krijgen van micro-annuli. Dit wordt door middel van een akoestisch signaal gedaan. De PMIT is een sonde met voelsprietten die aan een kabel de put ingelaten kan worden om de

diameter van de verbuizing te bepalen en mogelijk aantasting door corrosie. De USIT en EMIT zijn meetinstrumenten die op eenzelfde manier de put ingelaten worden en de conditie van het stalen verbuizing kunnen verifiëren doormiddel van ultra-sonic of electromagnetische golven. Deze sondes kunnen metaalafname en corrosie aantonen. De USIT kan ook gebruikt worden voor het constateren van micro-annuli.

Een nul- of verificatiemeting van de gesteenteformatie in de directe omgeving van de putten zal uitgevoerd worden met een Reservoir Saturation Tool (RST). Deze tool kan, net zoals de bovengenoemde tools, via een kabel de put ingelaten worden, waarbij de verhouding van C-atomen met watermolekulen wordt gemeten. Dit geeft aan of er CO₂ aanwezig is direct achter de verbuizing in het gesteente. Hiermee kan lekkage van CO₂ door micro-annuli worden aangetoond. Bij DAS/DTS monitoring wordt gebruik gemaakt van glasvezelkabels. Deze kabel is vastgemaakt aan de buitenzijde van de binnenbuis. In de kabel wordt een lichtpuls uitgezonden, en elk stukje kabel reflecteert een klein gedeelte van de lichtpuls, door kleine imperfecties die in de kabel verwerkt zitten. De kabel kan een fractie bewegen door temperatuur invloeden of trillingen, waardoor het licht in de kabel anders reflecteert. Door zeer snel het gereflecteerde signaal te meten is het mogelijk om terug te rekenen waar de reflectie in de glasvezelkabel plaatsvond. Door analyse van het signaal kan de vervorming van de glasvezel worden berekend en een akoestisch (DAS) of temperatuur (DTS) signaal worden afgeleid.

Naast bovengenoemde dataverzamelingen zijn periodieke metingen en nulmetingen ook gericht op het valideren van reservoir gerelateerde risico's. Hierbij wordt voornamelijk zeebodem en zeewater monitoring gebruikt om data te verzamelen. Remote Operated Vehicle (ROV) zijn onbemande duikboten met camera's en sonar waarmee de zeebodem gescand kan worden. Gasbubblen in de buurt van de putten en platform kunnen hiermee worden waargenomen. Analyseren van zeewater in de directe omgeving van de putten en platform wordt door de aanvrager ook aangegeven als monitoringmethode. Het seismisch monitornetwerk van de KNMI en het DAS kunnen seismische activiteit waarnemen. Hierbij is het DAS dat lokaal in de putten geplaatst is veel gevoeliger dan de sensoren van het KNMI netwerk die op land geplaatst zijn.

Beoordeling van put-gerelateerde risicobeheersing

De put-gerelateerde risicobeheersing voor actieve (en niet actieve) putten is beschreven in het risicobeheersplan (deel III van aanvraag). In het corrigerende maatregelen plan worden herstelmaatregelen beschreven. Het afsluitingsplan gaat bovendien nog specifiek in op de beheersing van niet in gebruik zijnde putten middels maatregelen voor afsluiting. Hieronder beoordeelt SodM de risicobeheersing in samenhang voor putten.

De aanvrager benoemt in het risicobeheersplan voor de putten vier aandachtspunten die kunnen leiden tot lekkage van CO₂ uit of langs de putten:

- 1) Lekkage via de binnenverbuizing ('*tubing*') van de injectieput;
- 2) CO₂ in de annulaire ruimtes van de injectieput;
- 3) Putschade door breuk-reactivatie;
- 4) Micro-annulaire lekkage langs een put.

Deze vier aandachtspunten zijn meegenomen in de beoordeling van de drie vormen van lekkage, zijnde via de put componenten, via buiten gebruik gestelde putten en via micro-annuli. Daarmee wordt in deze beoordeling van beheersmaatregelen eenzelfde indeling aangehouden als in onze beoordeling van de risico identificatie (zie adviesonderdeel 6). In de onderstaande beoordeling wordt begonnen met een generieke toets van de '*operationele beheersing binnen bandbreedtes van putten*' en daarna ingezoomd op de beheersing van de drie mogelijke vormen van lekkage.

Operationele beheersing binnen bandbreedtes van putten

De beheersing van put-gerelateerde risico's is mogelijk doordat metingen en observaties direct te gebruiken zijn voor corrigerende maatregelen. Er is relatief weinig tijd nodig om put gerelateerde problemen te herstellen. De bereikbaarheid in de put voor het installeren van een maatregelen is daarbij een voordeel.

SodM oordeelt dat de aanvrager de juiste beheersmaatregelen heeft getroffen om de geïdentificeerde risico's te kunnen beperken tot een acceptabel niveau. De installatie van druk- en temperatuursensors aan de putmond en nabij het reservoir, plus het DTS systeem geven continu informatie over de druk en temperatuur gedurende alle fases van het injecteren. Hiermee kan de conditie van de binnenbuis, de annulaire ruimte, de putmond kleppen en het diep geplaatste afdichtingselement ('packer') geanalyseerd worden. Door de aanwezigheid van elektrische druk- en temperatuursensoren in de putten ter hoogte van de packer en het DTS systeem kunnen deze onderling als back-up en als kalibratie doeleinden functioneren. Indien veranderingen optreden zijn deze te analyseren gebruikmakend van de bovengenoemde monitoring systemen, en waar nodig kunnen herstelwerkzaamheden snel uitgevoerd worden.

De aanvrager geeft aan dat het DAS systeem niet continu maar eens per jaar gedurende een beperkte periode gebruikt zal worden. De aanvrager stelt dat alleen grote stroming van CO₂ aan de buitenkant van de verbuizing waarneembaar is met dit systeem. SodM is van mening dat naast het DTS ook het DAS systeem continu gebruikt moet worden voor het vaststellen van mogelijke put gerelateerde integriteitsproblemen, zoals lekkage via een gat in de verbuizing. Een hogere meetfrequentie met het DAS systeem geeft beter inzicht in mogelijke lekkage. Indien alleen een grote lekstroom te detecteren is, zoals de aanvrager stelt, is het noodzakelijk om deze op tijd te signaleren. De installatie van glasvezelkabel in de putten maakt dit mogelijk. Het vergt wel een aanpassing van het data-verzamelpunt en verwerking hiervan aan de oppervlakte.

De samenstelling van de CO₂ stroom heeft invloed op temperatuur in de put. De aanvrager geeft aan dat de injectiestroom 95% tot 99% pure CO₂ bevat. Doordat de aanvrager meerdere sensoren plaatst in de putten zal de extrapolatie van temperatuur vanaf het meetpunt naar het reservoir gekalibreerd moeten kunnen worden. De bandbreedtes waarbinnen de temperatuur kan bewegen moet vastgelegd worden in een nog te actualiseren operationeel monitoringsplan. SodM is van mening dat de variatie van de CO₂ stroom geen effect heeft op het materiaal. Indien dit wel het geval zal zijn, is het monitoringsplan geschikt om integriteitsproblemen met het materiaal aan te tonen om tijd passende corrigerende maatregelen te kunnen treffen.

Wel is SodM van mening dat de aanvrager de bandbreedte, waarbinnen de gemeten parameters zich moeten bevinden, beter moet specificeren om deze operationeel te kunnen gebruiken. Deze bandbreedtes zijn van belang voor de beslissing van het activeren van de corrigerende maatregelen. Een gedetailleerd operationeel monitoringsplan inclusief bandbreedtes is noodzakelijk voor aanvang van de injectie.

Beheersing van integriteit put componenten

De aanvrager geeft aan dat risico's ontstaan door veranderingen in druk, temperatuur en debiet (injectiesnelheid) in de put. Hierbij onderscheidt de aanvrager twee gebieden die ieder apart beoordeeld worden op risico's. De gebieden zijn te onderscheiden in een deelgebied van put componenten en materialen die direct in contact komen met het geïnjecteerde CO₂ en een deelgebied dat niet in contact komt met CO₂. Naast de druk en temperatuur geeft de aanvrager aan dat de samenstelling van de CO₂ injectie stroom van belang is voor het borgen van de integriteit van de put component.

De beheersing van de put componenten wordt voornamelijk gerealiseerd door de juiste keuze van materialen en door het monitoren van drukken en temperaturen in de putten. Ook metingen van de integriteit van bestaande put infrastructuur zijn onderdeel van de risicobeheersing, zoals de verbuizing die in contact is met het maritieme klimaat en de toestand van de cement die bij de aanleg van de put is geplaatst.

SodM is het eens met de technische mogelijkheden van mogelijke herstelwerkzaamheden zoals aangegeven in het corrigerende maatregelenplan. De aanvrager gebruikt standaard olie en gas industrie technieken die geschikt zijn voor het herstel van lekkage door een van de put componenten. Omdat deze technieken en het selecteren van de materialen reeds een bekend proces is, is het effect van lekkage zeer klein te noemen. Als voorbeeld, druk opbouw in de annulaire ruimte welke veroorzaakt wordt door gat of breuk in de binnenbuis kan direct gestopt

worden door te stoppen met injecteren en de put in te sluiten bij de putmond. Door vervanging van de binnenbuis, hetgeen technisch mogelijk is, kan de lekkage ongedaan maken.

Door onderscheid te maken in de deelgebieden in de put waar materialen wel of niet direct in contact komen met CO₂ heeft de aanvrager geanticipeerd op risico's als gevolg van corrosie door CO₂. Het gebruik van geschikt metaalsoort is reeds aangetoond door de olie en gas industrie. De staalsoorten die bestand zijn tegen chemische interactie met CO₂ zijn voorzien van een chroom percentage in het staal.

Bij put-gerelateerde risico's zijn het doorbreken van barrières zoals een gat in de verbuizing direct verbonden aan een mogelijk negatief effect naar de omgeving. De aanvrager maakt gebruik van escalatieniveau's om te bepalen of aanvullende monitoring nodig is en om te beslissen over het toepassen van een corrigerende maatregel. Hierbij is de definitie van de bandbreedte van de parameters belangrijk. Het is SodM niet duidelijk welke aanvullende vormen van monitoring toegepast kunnen worden, indien aangetoond wordt dat een parameter buiten z'n bandbreedte waarde treedt. SodM oordeelt dat extra monitoren binnen het gele escalatieniveau voor putten geen toegevoegde waarde heeft voor het kunnen nemen van corrigerende maatregelen.

Beheersing van lekkage via micro-annuli en verwijdering en herstel na afsluiting

De aanvrager stelt dat lekkage door de micro-annuli niet gedetecteerd kan worden bij een kleine lekkage. Zoals beschreven in adviesonderdeel 6 van dit advies is de lekkage mogelijk indien de druk in het reservoir groter is dan in de bovenliggende gesteentelagen.

Het risico van lekkage is het grootst aan het einde van opvullen wanneer de druk rond de put het grootst is. De aanvrager wil in de eindfase boven de hydrostatische druk injecteren. Volgens de lijn van aanvraag zou vanaf dat moment, in geval van een lekpad, lekkage plaatsvinden tot het moment dat de putten buiten gebruik worden gesteld. De duur van deze periode zal omtrent één a twee jaar zijn, afhankelijk van de beschikbaarheid van een offshore boorinstallatie die de putten uiteindelijk afsluit. De aanvrager maakt vervolgens een inschatting van het mogelijk lekkage volume ten opzichte van het totaal geïnjecteerde volume.

SodM oordeelt dat deze inschatting van mogelijke lekkage volume (in geval van overdruk) reëel is, mede gebaseerd op de Sintef-review (zie bijlage 2).

SodM is van mening dat het detecteren van lekkage door micro-annuli, indien deze klein is, moeilijk zal zijn. Er wordt glasvezel kabel geïnstalleerd waarmee het DAS systeem mogelijk geluid van stroming achter de verbuizing zou kunnen detecteren, daar waar zich micro-annuli bevindt. Het geluidsignaal dat door de stroming door de micro-annuli ontstaat zal tijdens injectie in dezelfde put zeer moeilijk waarneembaar zijn. Dit vanwege de geluidbron die de injectiestroom aan de binnenzijde van de put zal veroorzaken. Ook zal het tijdelijk stoppen van injectie geen uitkomst bieden, want hiermee zal de druk wegvallen die verantwoordelijk is voor de stroming achter de verbuizing door de micro-annuli.

Temperatuur sensors (DTS) kunnen mogelijke lekkage door micro-annuli signaleren, maar ook dit zal moeilijk detecteerbaar zijn. De temperatuur van de geïnjecteerde CO₂ aan de binnenzijde van de put zal bepalend zijn voor de omgevingstemperatuur. De afwijking ten opzichte van de omgevingstemperatuur kan alleen optreden in geval van een groot volume CO₂ dat aan de buitenkant van de put stroomt. Het vastleggen van een nulmeting is daarbij zeer van belang om de temperatuurafwijking te kunnen vaststellen.

Omdat het aantonen van micro-annuli moeilijk is met de geïnstalleerde DAS en DTS systemen, oordeelt SodM dat andere mogelijkheden om micro-annuli aan te tonen dienen te worden benut. mening

SodM oordeelt dat bij putwerkzaamheden, waarbij de binnenbuis verwijderd moet worden tijdens de injectie fase er uitvoerige metingen verricht kunnen worden om de vorming van micro-annuli aan te tonen. De aanvrager geeft aan dat deze metingen uitgevoerd worden alleen voorafgaand aan de injectieperiode tijdens het prepareren van de putten.

Zoals de aanvrager al aangaf, zal micro-annuli pas ontstaan tijdens de injectie. Hierdoor zullen deze metingen geen uitsluitsel geven over de vorming van micro-annuli, omdat de formatie en cement nog niet bloot zijn gesteld aan de afkoeling door het CO₂ injectie proces.

SodM is van mening dat het lekkagevolume via de micro-annuli geëlimineerd kan worden. De methode van buiten gebruik stellen van de putten is voldoende om de lekkage via micro-annuli lekpad te stoppen. De methode van het verwijderen van een gedeelte verbuizing en plaatsen van cement wordt het lekkage pad verwijderd en de afsluitende gesteentelaag hersteld. SodM is het eens met deze methode. Bovendien wordt lekkage vermeden door conditie te handhaven waarbij de reservoir druk altijd onder de druk blijft van de bovenliggende gesteentelagen.

SodM concludeert dat de risico's van lekkage via micro-annuli tijdens injectie periode beheersbaar zijn en na het buiten gebruikstellen van de putten te verwaarlozen is vanwege herstel van de afsluitende gesteentelaag.

Beoordeling van reservoir-gerelateerde risicobeheersing

In deze sectie beoordeelt SodM de door de aanvrager voorgestelde monitoring en corrigerende maatregelen voor reservoir-gerelateerde risicobeheersing. Deze beoordeling is gericht op de pre-injectie en de operationele (injectie) fasen. De beoordeling van de post-injectie en post-afsluitingsfasen volgen in de sectie "*Beheersing van risico's voor 'omgeving en milieu'*" van dit adviesonderdeel 8.

In het risicobeheersplan wordt toegelicht hoe ongewenste gebeurtenissen, waarvan de identificatie in het adviesonderdelen 5 en 6 voor het reservoir zijn beoordeeld, met preventieve maatregelen worden voorkomen (Deel III, §3.1). Voor het deelgebied van reservoir-gerelateerde monitoring geeft de aanvrager aan dat monitoring zal worden gebruikt om te signaleren of het reservoir gedrag overéén komt met de modellen.

In het monitoringsplan wordt een stoplicht systeem geïntroduceerd (Deel IV, §2.4, Tabel 2) met groene, gele en rode escalatieniveau's. Operatie binnen het groene niveau betekent injectie en opslag van CO₂ in het reservoir in lijn met het voorspelde (gemodelleerde) gedrag en de op basis daarvan gestelde operationele bandbreedtes. In de gele en rode gebieden is er sprake van afwijkend gedrag van verschillende intensiteit. SodM richt zich allereerst op de vraag in hoeverre met de voorgestelde monitoring, zoals methode en frequentie, van de voorgestelde parameters (reguliere monitoring) gesignaleerd kan worden dat de CO₂ injectie en opslag plaats vindt volgens verwachting. In de beoordeling zal worden getoetst of afwijkend gedrag met het voorgestelde stoplicht systeem voldoende op tijd kan worden gesignaleerd om ongewenste gebeurtenissen te voorkomen, zoals het optreden van zware bevingsen (zie adviesonderdeel-5) en/of lekkage uit het opslagcomplex (zie adviesonderdeel-6).

SodM maakt hiertoe de volgende indeling in de beoordeling van reservoir-gerelateerde risicobeheersing in de pre-injectie en operationele fasen:

1. Operationele beheersing binnen bandbreedtes van het reservoir.
2. Signalering van afwijkend gedrag op breuken en van scheurgroei.

Operationele beheersing binnen bandbreedtes van het reservoir

De aanvrager formuleert vijf aandachtspunten voor reservoir-gerelateerde monitoring (Deel IV, tabel 1): met metingen in de put worden (i) modellen gekalibreerd om (ii) de verspreiding van CO₂ in het reservoir te begrijpen en lekkage te kunnen opmerken; door het meten en modelleren van (iii) de ontwikkeling van het temperatuurfront en (iv) reservoirdruk (v) om het gedrag (mechanisme) van CO₂ opslag te begrijpen en om de risico's (seismiciteit en lekkage) te kunnen beheersen.

De aanvrager benoemt drie parameters die de basis vormen om afwijkend gedrag van het reservoir te signaleren ten opzicht van het verwachte gemodelleerde gedrag: debiet (geïnjecteerd volume), druk en temperatuur. De samenstelling van het CO₂ mengsel vormt een vierde parameter die continu gemonitord wordt en van belang is in de doorgerekende scenario's van CO₂ doorstroom door de put en injectie. De aanvrager maakt gebruik van continue druk en temperatuurmetingen met behulp van een druksensor op diepte en een temperatuursensor op diepte. De temperatuur kan met het DTS systeem over de gehele lengte van de tubing gemeten worden.

De aanvrager benoemt voor de verschillende escalatiescenario's als corrigerende maatregelen het tijdelijk stoppen van injectie in één of meerdere putten, het aanpassen van de operationele bandbreedte als kan worden vastgesteld dat daarmee de injectie veilig kan worden vervolgd of het definitief stoppen van injectie in één of meerdere putten (Deel V van aanvraag, §2.4, Tabel 1).

Voorgestelde aanpak van monitoring en modellering binnen vastgestelde bandbreedte van reservoir gedrag

De door de aanvrager voorgestelde meetinstrumenten bevinden zich net boven de packer. Voor twee putten (P18-2A3 en P18-2A5) bedraagt de afstand tussen meting en reservoir respectievelijk 370 en 450 m. In de overige twee putten (P18-2A1 en P18-2A6) is deze afstand ongeveer 100 m. Om de druk op perforatiediepte te bepalen moet er geëxtrapoleerd worden. Onder statische condities gebeurt dit aan de hand van de vloeistofdichtheid vanaf de diepte van de druksensor. Onder dynamische (injectie) omstandigheden hebben frictieverliezen een belangrijk effect. Deze verliezen worden gemodelleerd met de OLGA software en tijdens de operatie zal de druk en temperatuur onderin de put bepaald worden aan de hand van een vereenvoudigd model.

Daarnaast worden eens per jaar de temperatuurverdeling en het drukverloop gemeten van ingesloten putten. De aanvrager geeft aan dat gestabiliseerde temperaturen en drukken worden gemeten door de putten voldoende lang ingesloten te houden zodat het dynamische effect van de CO₂ injectiestroom is vereffend. De aanvrager licht toe dat tijdens de injectie fase (na referentiemetingen in pre-injectie fase) de gestabiliseerde temperatuur eens per jaar zal worden gemeten en worden vergeleken met de uitkomst van het reservoirmodel. Ook de metingen om de druk in het reservoir vast te stellen worden tijdens de injectie fase eens per jaar uitgevoerd (Deel III van aanvraag tabel 5). Hierbij wordt gebruik gemaakt van de 'pressure fall-off test'. De aanvrager licht toe dat meetwaarden zullen worden vergeleken met de prognoses van het dynamische reservoirmodel en zullen worden gebruikt voor modelkalibratie.

In het plan van corrigerende maatregelen geeft de aanvrager nadere uitleg over de signalering van afwijking ten opzichte van de verwachte drukontwikkeling (Deel V aanvraag, tabel onder §3.1, volgnummer O5, '*Verspreiding van CO₂ (plume) is niet conform verwachting*'). De aanvrager licht toe dat de metingen gebruikt worden om de druk opbouw versus geïnjecteerd volume te vergelijken met de voorspellingen van de reservoir modellen (incl. dynamische reservoir kalibratie). Deze metingen van de druk worden in de putten uitgevoerd in de vorm van een interferentietest of pressure fall-off test om statische parameters (bijvoorbeeld porievolume) en dynamische parameters van het reservoir af te leiden.

De uitkomsten van de jaarlijkse drukmonitoring worden vergeleken met het reservoirmodel om afwijkend gedrag te kunnen signaleren. Als de signalen wijzen op onvoorziene gebeurtenissen dan kan indien gewenst vroegtijdig actie worden genomen. De aanvrager benoemt in het plan van corrigerende maatregelen (Deel V van aanvraag, tabel 1) "*Pas injectie aan of stop injectie in put(ten)*" als mogelijke corrigerende maatregel in geval van vroegtijdige aanwijzingen van onvoorziene gebeurtenissen.

Beoordeling van monitoring binnen gestelde bandbreedte reservoir gedrag

SodM heeft de inschatting van de aanvrager beoordeeld dat afwijkend gedrag in het reservoir kan worden gesignaleerd. Een belangrijk uitgangspunt is dat de druk het hoogst en de temperatuur het laagst is dichtbij de put waar de metingen plaatsvinden. De inschatting is dat de slechtste omstandigheden met oog op lekkage het eerste dichtbij de put plaatsvinden en dus tijdig gedetecteerd kunnen worden. De reviewer onderschrijft dat wanneer de debiet, druk, temperatuur binnen gestelde veilige bandbreedtes worden gehouden de injectie en opslag van CO₂ veilig moet kunnen worden uitgevoerd. De NORCE-reviewer stelt (Bijlage 3 bij advies, §3.3.4.) dat de marges

van de gemodelleerde Worst-case scenario voldoende veiligheidsmarges bevat om binnen de nauwer gedefinieerde base case veilig CO₂ te kunnen injecteren en te kunnen opslaan. SodM kan zich grotendeels vinden in de conclusie dat de voorgestelde monitoring afdoende zou moeten zijn om binnen de vastgestelde bandbreedte van de base-case te kunnen opereren.

SodM concludeert dat met de voorgestelde monitoring van druk, temperatuur en debiet mogelijk moet zijn om aan te tonen dat er binnen de geformuleerde operationele condities (injectie scenario) van de base case (Deel II aanvraag, §3.6.3, Tabel 10) gebleven wordt. Wel schat SodM in dat het vervolgens moeilijk zal zijn om op basis van afwijkende drukontwikkeling gemeten in put vast te stellen waar de afwijking in het reservoir door veroorzaakt wordt. Bijvoorbeeld in geval dat druktoename van de gemiddelde reservoirdruk lager is dan met behulp van reservoirmodellen wordt verwacht op basis van de hoeveelheid geïnjecteerd volume, dan schat SodM in dat het moeilijk is om te achterhalen wat de oorzaak van de afwijking is. Eén optie is dat er in zo'n geval extra opslagvolume is waar het CO₂ naartoe stroomt. Of dat extra volume geleverd wordt door compartimenten I, II en III, of dat onvoorzien toch CO₂ naar compartiment IV stroomt (nog steeds binnen het opslagcomplex) lijkt SodM in dat scenario moeilijk te onderscheiden van de onwenselijke gebeurtenis dat CO₂ wegstroomt naar buiten het opslagcomplex.

Het is in ieder geval wenselijk dat de aanvrager voor aanvang van de injectie de (dynamische) reservoirmodellen verder uitwerkt om modelgevoeligheden en onderscheidend vermogen van mogelijke escalatiescenario's beter te kunnen bepalen. De bandbreedte van modelonzekerheden moet voor aanvang van injectie beter worden vastgesteld om de juiste signalering van afwijkend reservoirgedrag te bepalen.

SodM oordeelt dat op basis van de in de aanvraag gegeven *Worst case* scenario wel een inschatting gemaakt kan worden dat de risico's door bevingen en lekkage zeer klein tot verwaarloosbaar zijn. De noodzaak voor een lagere bovengrens van de gemiddelde reservoir einddruk helpt bij het maken van deze risicoinschatting, ondanks de resterende onzekerheden over modelgevoeligheden. Dat SodM deze risicobeoordeling geeft met rekenschap van de resterende onzekerheden, wordt ook bepaald doordat een aantal modelonzekerheden pas goed geadresseerd kunnen worden na het verzamelen en analyseren van monitoringsgegevens in de eerste fase van injectie.

SodM concludeert dat de grenswaarden van de escalatieniveau's (dus ook van het groene bereik; het verwachte gedrag) beter in een definitieve monitoringsplan gespecificeerd dienen te worden. Op basis van de huidige aanvraag, waarin de mogelijke definities van grenswaarden in de modelstudies zijn omschreven, concludeert SodM dat met reguliere monitoring van druk en temperatuur in de put ook de risico's voor het reservoir beheerst moeten kunnen worden. En dat voor wat betreft de grenswaarde voor seismiciteit, signalering van afwijkend gedrag (vanaf magnitude M=2.0) mogelijk moet zijn.

SodM oordeelt dat het aanpassen van de injectiestrategie, het op tijd, tijdelijk of permanent stoppen met injectie afdoende corrigerende maatregelen zijn bij de gegeven risicoinschatting.

Beoordeling SodM van de mate waarin CO₂ verspreiding binnen reservoir kan worden gevolgd

SodM is van mening dat de door de aanvrager voorgestelde monitoring van druk en temperatuur in de put, in combinatie met reservoirmodellering, niet afdoende is voor monitoring van de verspreiding van CO₂ in het reservoir. De voorgestelde aanpak kent grote onzekerheden. Voor het bewerkstelligen van dit monitoringsdoel zou aanvullende monitoring noodzakelijk zijn.

De aanvrager heeft gekeken naar de mogelijkheid van 4D actieve seismiek. Ze beargumenteert, op basis van een geofysisch rapport (Willemsen rapport, Doc-7 bij aanvraag), dat de CO₂ verspreiding in het reservoir moeilijk detecteerbaar zal zijn met 4D actieve seismische monitoring zonder aanvullende metingen op uit ondergrond afkomstige gesteentepluggen van P- en S snelheidsmetingen voor verschillende drukstadia. De procentuele verandering in de zogeheten akoestische impedantie bedraagt gemiddeld ongeveer 2.0%, wat ligt rond de grens van de detectielimiet.

Daarentegen zal mogelijke migratie van CO₂ in de bovenliggende Rijnland formatie (de eerste watervoerende laag boven de afsluitende laag, aquifer) zeer waarschijnlijk detecteerbaar zijn (procentuele verandering in de akoestische impedantie van gemiddeld ongeveer 6.0%). Bovendien blijkt uit diverse andere case-studies^{5,6} dat het monitoren van CO₂ in aquifers mogelijk is.

SodM is het eens met de conclusies van het Willemsen rapport (Doc-7 bij aanvraag). Voor monitoring van CO₂ in het reservoir lijkt 4D seismische monitoring op dit moment niet de juiste techniek. Gezien de lage risico-inschatting van aardbevingen (adviesonderdeel 5) en lekkage (adviesonderdeel 6) vindt SodM monitoring van de verspreiding van CO₂ binnen het reservoir voor een beter fysisch begrip van het stroomgedrag niet noodzakelijk. Het is voldoende dat escalatie in de vorm signalen van afwijkend gedrag op tijd kunnen worden opgemerkt met monitoring in de put. De verspreiding binnen het reservoir kent dan onzekerheden, maar dat is aanvaardbaar.

In het vervolg van de beoordeling toetst SodM voor de twee hoofdrisico's van zware bevingen en lekkage of afwijkend gedrag met de door de aanvrager voorgestelde monitoring kan worden signaleerd.

Signalering van afwijkend gedrag op breuken en van scheurgroei.

In dit hoofdstuk beoordeelt SodM de monitoring van seismische activiteit om vroegtijdig afwijkend gedrag (ten opzichte van de modelverwachtingen) te kunnen signaleren. SodM onderscheidt hierin twee gradaties van seismische monitoring. Allereerst speelt voor SodM de overweging of kleinere bevingen kunnen worden gedetecteerd die als signalering kunnen dienen van afwijkende spanningsontwikkeling op breuken. Ten tweede of afwijkend gedrag met het oog op lekkage kunnen worden gedetecteerd. Hieronder vallen bijvoorbeeld scheurgroei in de afsluitende laag of breukverplaatsingen langs randbreuken.

Om seismische trillingen als gevolg van breukverschuiving of van scheurgroei in de diepe ondergrond (ook wel: seismisch event) te kunnen meten is het van belang dat dergelijke trillingen door de meetinstrumenten kunnen worden gedetecteerd. Daarnaast is het van belang dat de locatie van de bron van de trillingen kan worden bepaald. Voor accurate lokalisatie van seismische events is een seismisch snelheidsmodel nodig. De kwaliteit van het meetnet en van het onderliggende snelheidsmodel zijn belangrijke randvoorwaarden voor goede lokalisatie van *seismisch events*. Deze randvoorwaarden zijn afhankelijk van het doel van de monitoring.

Aardbevingen worden in Nederland voornamelijk met het reguliere seismische meetnet van het KNMI gemeten. Het is vanaf een bepaalde magnitude dat een beving kan worden gedetecteerd en worden gelokaliseerd (de lokalisatiegrens). De horizontale en verticale resolutie van de locatiebepaling hangt af van het aantal seismische meetstations die een trilling kunnen registreren, hun positie en afstand ten opzichte van de bron van de trilling en het snelheidsmodel om het pad van de trilling te kunnen berekenen.

Voorgestelde monitoring van seismiciteit op basis van reguliere seismische meetnet

Voor het lokaliseren en monitoren van de seismiciteit stelt de aanvrager voor gebruik te maken van het reguliere meetnet van het KNMI op het vaste land. Boven het P-18 reservoir is de magnitude van compleetheid volgens de aanvrager kleiner of gelijk aan M=2,0 op de schaal van Richter. Elke beving met een magnitude gelijk aan of groter dan de magnitude van compleetheid worden gelokaliseerd (lokalisatiegrens). SodM gaat er in haar beoordeling ook vanuit dat bevingen met een magnitude M=2,0 of groter geregistreerd zullen worden door het KNMI netwerk.

Tijdens de depletie van het gasreservoir is er geen seismiciteit geregistreerd. Het risico als gevolg van CO₂-opslag op geïnduceerde aardbevingen en ongewenste grondbewegingen kan volgens de

⁵ White, J.C., G. Williams, A. Chadwick, 2018. *Seismic amplitude analysis provides new insights into CO₂ plume morphology at the Snøhvit CO₂ injection operation. International Journal of Greenhouse Gas Control, 79, 313-322;*

⁶ Arts, R. J., Chadwick, A., Eiken, O., Thibeau, S., & Nooner, S. (2008). *Ten years' experience of monitoring CO₂ injection in the Utsira Sand at Sleipner, offshore Norway. First break, 26(1).*

aanvrager adequaat worden beheerst met monitoring op basis van het reguliere seismische meetnet van het KNMI en een snelheidsmodel.

De aanvrager heeft bovendien het gebruik van een DAS systeem beschreven voor het meten van akoestiek. De aanvrager richt zich weliswaar op het gebruik van DAS voor meten van eventuele micro-annulaire stroming, maar met dezelfde akoestische sensors zou ook micro-seismiciteit kunnen worden gemeten. De mogelijkheid daartoe wordt sterk bepaald door de wijze waarop het DAS systeem wordt ingericht. De aanvrager geeft aan het DAS systeem niet te gebruiken voor aanvullende monitoring van seismiciteit.

Beoordeling SodM voor beheersing van het bevingsrisico met reguliere seismische monitoring

SodM concludeert dat, indien er bevingen met magnitude $M=2,0$ en zwaarder optreden in de omgeving van het P18-2 CO₂-opslag complex, deze zullen worden opgemerkt met de seismische meetstations van het regulier meetnet van het KNMI. Naar inschatting van SodM is het gebruik van dit reguliere KNMI meetnet op het land voldoende (gegeven de risicoinschatting in adviesonderdeel 5) om offshore te kunnen vaststellen of een beving verband houdt met de activiteiten van CO₂-opslag vanaf minimaal $M=2,0$.

Met de detectie van mogelijke bevingen van magnitude $M=2,0$ en groter kan worden vastgesteld of afwijking van het door de aanvrager geformuleerde verwachte gedrag plaatsvindt. Immers, op basis van de geomechanische modellering (technische bijlage 12) worden door de aanvrager geen bevingen verwacht groter dan een magnitude van $M=2,4-2,8$. Mocht dit toch het geval zijn, dan is er naar het oordeel van SodM sprake van significant afwijkend gedrag.

SodM plaatst hierbij echter wel de kanttekening dat, in een dergelijk geval van een beving, de precieze plaatsbepaling van deze beving (binnen of buiten het reservoir, en op welke breuk) zeer waarschijnlijk niet mogelijk is met het door de aanvrager voorgestelde meetnetwerk (het reguliere KNMI meetnet op land). Op zichzelf is voor de bovenbeschreven signalering van afwijkend gedrag geen exacte plaatsbepaling noodzakelijk. Echter corrigerende maatregelen, middels eventuele bijstelling van de injectiestrategie met onderscheid tussen putten, lijkt niet goed mogelijk als bevingen niet met voldoende nauwkeurigheid kunnen worden gelokaliseerd en niet kan worden bepaald op welke breuk de beving heeft plaatsgevonden.

SodM concludeert dat, voor het op tijd signaleren van afwijkingen van de verwachte spanningsontwikkeling op breuken (voor het beperken van zware bevingen), het voldoende is als bevingen vanaf een $M=2,0$ kunnen worden opgemerkt. Detectie van geïnduceerde seismiciteit met magnitude $M=2,0$ en groter in de omgeving van het P18-2 veld vormt een duidelijke en belangrijke indicatie van afwijkend gedrag van spanningsontwikkeling op breuken waarop getoetst kan worden. Wel constateert SodM dat het monitoringsplan (Deel IV van aanvraag) nog aanscherping verdient van in ieder geval het rode escalatieniveau's (Tabel 2). Escalatie naar rood vindt volgens het huidige plan pas plaats bij drie bevingen van een magnitude groter dan $M=2,5$. Echter, één beving van een magnitude 2,4 wijkt af van wat de aanvrager op basis van de geomechanische modellering in het slechtste geval op randbreuken verwacht. Overigens ligt de magnitude M_{max} waar SodM bij de risicobeoordeling in het slechtste geval vanuit gaat nog hoger, op een $M_{max}=4,1$ (zie adviesonderdeel 5).

Beoordeling SodM van de mogelijkheid van vroegtijdige signalering van bevingen en begrip reservoirgedrag

SodM beoordeelt hier de mogelijkheid van detectie en lokalisatie van bevingen met een kleinere magnitude dan $M=2,0$. Van belang is de detectie- en lokalisatiegrens, offshore rond het P18-2 veld, die op basis van de aanvraag ligt tussen de magnitudes van $M=1,5$ en $M=2,0$ (hierna $M=1,5-2,0$) op basis van gebruik van het onshore seismische meetnet van het KNMI. Seismische events met een magnitude groter dan $M=2,0$ kunnen worden gedetecteerd en gelokaliseerd. Bevingen met een magnitude kleiner dan $M=1,5$ kunnen naar alle waarschijnlijkheid niet worden gemeten als die rond de P18-2 veld zouden optreden.

Seismische events van kleinere magnitudes (kleiner dan $M=1,5$) vinden plaats bijvoorbeeld in geval van activatie van kleinere (niet gekarteerde) breuken, of scheurgroei in het reservoir of afsluitende laag. SodM schat in dat detectie van deze seismische events, die met huidige meetnet offshore niet gemeten kunnen worden, zouden kunnen dienen als vroege signalering van afwijkend gedrag in spanningsveranderingen, mits die events ook voldoende gelokaliseerd kunnen worden om een relatie met breuken te kunnen leggen. Daarnaast zou de lokalisatie van kleine

seismische events binnen het reservoir informatie kunnen geven over de verspreiding van druk en temperatuurfronten in het reservoir en van het algehele reservoirgedrag.

SodM constateert dat bevingen met een magnitude kleiner dan $M=1.5-2.0$ met het door de aanvrager voorgestelde reguliere KNMI meetnetwerk niet gedetecteerd zullen kunnen worden. Dit bemoeilijkt vroegtijdige signalering van bevingen of veranderend reservoirgedrag. Daarnaast vormen de eerder besproken relatief grote lokaliseeronzekerheden van bevingen geregistreerd door het KNMI netwerk een beperking voor het gebruik van micro-seismiciteit voor een beter begrip van het reservoirgedrag.

Beoordeling SodM van detectie en lokalisatie trillingen door breukverschuiving en scheurgroei voor het lekkagerisico
Daarnaast is het de vraag of afwijkend reservoirgedrag met het oog op lekkage kan worden opgemerkt. Het gaat hierbij om mogelijke vorming van lekpaden langs bestaande, momenteel afsluitende breuken, of van scheurgroei in de afsluitende laag.

Zoals besproken in de voorgaande sectie, constateert SodM dat mogelijke zwaardere bevingen op de randbreuken qua magnitude gedetecteerd zullen worden door het KNMI netwerk (groter dan $M=2.0$). Echter, de lokalisatie van dergelijke seismische events is niet afdoende accuraat voor goede lokalisatie binnen, aan de randen of bovenkant van het reservoir voor signalering van afwijkende gedrag met het oog op lekkage.

Scheurgroei in de afsluitende laag produceert mogelijk trillingen van zeer kleine magnitude (micro-seismiciteit). Zulke lage magnitudes van micro-seismiciteit kunnen niet met het KNMI meetnet worden gedetecteerd. De aanvrager geeft bovendien aan dat mogelijke scheurgroei in de afsluitende laag als eerste zal plaatsvinden dichtbij putten omdat daar de laagste temperatuur en de hoogste druk optreden. Dichtbij de putten kunnen afwijkingen tijdig worden opgemerkt met de in de put geïnstalleerde druk en temperatuur sensoren.

Echter, zwaardere trillingen in de vorm van kleine aardbevingen als gevolg van kleine verplaatsingen langs bestaande (rand) breuken zouden met kleinere verbeteringen van het meetnet mogelijk wel gedetecteerd kunnen worden en beter kunnen worden gelokaliseerd. Betere lokalisatie van kleine aardbevingen kan helpen voor vroegtijdige signalering middels beter begrip door betere plaatsbepaling van kleine breukverschuivingen binnen het operationele groene bereik. Dit kan extra input geven voor optimaliseren van een injectiestrategie.

SodM concludeert dat het door de aanvrager voorgestelde KNMI monitoringsnetwerk niet afdoende is voor detectie en lokalisatie van activatie van bestaande randbreuken, en zeker niet voor de detectie en lokalisatie van scheurgroei in de afsluitende laag.

Aanbeveling voor additionele monitoring voor betere lokalisatie kleine bevingen en voor micro-seismiciteit
Additionele monitoring zou nodig zijn voor de detectie van lagere magnitude bevingen (kleiner dan $M=1,5$) en voor betere lokalisatie van seismische events. Om seismische events op breuken of binnen het reservoir te kunnen lokaliseren, en mogelijk om te kunnen signaleren of scheurgroei in de afsluitende laag optreedt, is zowel betere horizontale als verticale accuraatheid in de plaatsbepaling nodig. Dergelijke (micro-)seismische monitoring vraagt eerst om nader onderzoek naar een lokaal meetnet en mogelijke verbeteringen van het lokale snelheidsmodel ten einde deze doelen te bewerkstelligen. Hierna zou dergelijke monitoring geïnstalleerd en uitgevoerd moeten worden.

In dit adviesonderdeel zal onder de sectie "*Aanbeveling van mogelijkheden voor additionele risicobeheersing en monitoring*" worden ingaan op de overweging dat, gelet op extra drukbegrenzing als beheersmaatregel, het niet proportioneel is om aanvullende monitoring van de uitvoerder te vragen. De vraag is of de overheid hier een rol heeft.

Beheersing van risico's voor 'omgeving en milieu'

In dit hoofdstuk beoordeelt SodM de beheersing van de risico's voor mens en milieu van de permanente CO₂-opslag voor de lange termijn.

Indien de bovengenoemde barrières (adviesonderdeel 6) in het alle slechtste geval falen bestaat de mogelijkheid dat er een significant volume aan CO₂ zich verspreidt in de bovenliggende lagen en/of naar de oppervlakte. Daarbij speelt ook de vraag wat het effect is van weglekken van dit significant volume. In het hierop volgende hoofdstuk beoordeelt SodM vervolgens welke additionele risicobeheersing dan nog kan worden overwogen.

Constateren van gelekt CO₂ buiten het opslagcomplex

In geval van lekkage vanuit het opslagcomplex (extreme scenario's) zoals beschreven in adviesonderdeel 6, zullen de lekkage snelheden zeer gering zijn. Hierdoor is het detecteren van een significant lekkage volume moeilijk gedurende de injectie periode.

Na de injectie periode is er een beperkt tijdsbestek waarin gebruik gemaakt kan worden van de putten om lekkage in de directe nabijheid van de putten te constateren. De aanvrager geeft aan door meetapparatuur neer te laten zakken in de put, zoals een reservoir saturation tool (RST), mogelijke lekkage is aan te tonen. Deze RST kan de verhouding van C atomen ten opzichte van O atomen vastgesteld worden. In een waterhoudende bovenliggende lagen zou geen C-atoom aanwezig moeten zijn. Indien een verhoogde concentratie C atomen gemeten wordt langs de put ter hoogte van de bovenliggende gesteentelagen, is het mogelijk dat CO₂ via micro-annuli gelekt heeft, of nog steeds lekt. Deze metingen geven niet aan hoeveel er lekt of gelekt heeft. Het is alleen een indicatie of de saturatie van C atomen is veranderd. Andere meting die de aanvrager gaat uitvoeren, zoals de Casing Bond log (CBL) kan aangeven of er micro-annuli aanwezig. Ook hier is alleen aan te geven of er een lekpad is. Deze CBL geeft niet aan of er daadwerkelijk ook CO₂ door het lekpad gestroomd heeft.

In geval van lekkage op afstand van de put in de bovenliggende gesteentelagen, zou met geofysische metingen aangetoond kunnen worden of er een significant CO₂ volume uit het reservoir heeft gelekt.

De aanvrager geeft aan in het monitoringsplan dat er zeebodem onderzoeken met behulp van onbemande duikboten (ROV's), zeewatermonsters en bodem sonar scans worden uitgevoerd om mogelijke CO₂ buiten het opslagcomplex te detecteren. De constatering van gasbelletjes, of verhoogd CO₂ gehalte in het water zijn de elementen die een mogelijk lekkage uit het opslagcomplex zouden kunnen aanduiden. Hierbij blijft de vraag of verhoogd CO₂ gehalte direct boven het reservoir ook daadwerkelijk afkomstig is van het reservoir. Er kan ook een situatie ontstaan waarbij op grote afstand van het reservoir een verhoogd CO₂ concentratie ontstaat. CO₂ zal de weg van de minste weerstand kiezen. Dit kan ver buiten de locatie van de put of platform zijn. Ook hier zal het detecteren moeilijk zijn, vanwege het oplosbaarheidsvermogen van CO₂ in water. En wederom zal pas na een lange tijdsduur van enkele tientallen tot honderdtallen jaren veranderingen zichtbaar zijn. De vraag blijft dan of deze veranderingen toe te wijzen aan de CO₂ opslag in het P18-2 reservoir. Vandaar dat de aanvrager aangeeft dat een nul-meting van de zeebodem en zeewater als referentie uitgevoerd moet worden.

Er bestaan aanvullende geofysische monitoring technieken zoals 4D seismiek, die de mogelijkheid kunnen bieden om lekkage naar de bovenliggende lagen en ondiepe milieu te detecteren. Zie hiervoor de onderstaande sectie '*Mogelijkheden voor additionele risicobeheersing en monitoring*'.

Het uitvoeren van corrigerende maatregelen om de lekkage in deze extreme scenario's te stoppen zal alleen uitvoerbaar zijn in de directe omgeving van de putten. Door middel van cement 'squeeze' activiteiten via de putten kan cement in lekpaden geperst worden. Deze techniek wordt toegepast in de olie en gas industrie. De maatregel is beperkt omdat maar een kleine radius rondom de putten behandeld kunnen worden. Bij het uiteindelijk buiten gebruik stellen van de putten zullen de lekpaden die aanwezig zijn in de directe omgeving binnen een straal van enkele decimeters van de putten gedicht worden.

Indien het lekpaden via een breukzone of scheuring in de afsluitende laag lopen, zullen deze niet gedicht kunnen worden. Het daadwerkelijk localiseren van het lekpad in een grotere gebied is op dit moment niet mogelijk. Vanwege de zeer lage lekkage snelheden zijn de lekpaden niet detecteerbaar. Het houden van de reservoirdruk onder de hydrostatische drukgradient is de enige barriere tegen uitstroom in geval van lekpaden op afstand van putten.

Mogelijkheden voor additionele risicobeheersing en monitoring

Uit de bovenstaande beoordeling van SodM van het monitoringsplan en uit de externe reviews (bijlagen 2 en 3) komen een aantal mogelijke relevante vormen van monitoring en onderzoek naar voren, die verder gaan dan wat de aanvrager voorstelt. De vraag is of het wenselijk is dat de aanvrager aanvullende monitoring doet.

Drie vormen van aanvullende monitoring en onderzoek verdienen extra toelichting.

1. Geofysische metingen voor de detectie van eventueel gelekt CO₂ (bijvoorbeeld 4D seismiek)
2. Onderzoek naar de mogelijke effecten van CO₂ lekkage op het milieu
3. Micro-seismische monitoring met behulp van een lokaal offshore meetnet.

Ad. 1: geofysische metingen van gelekt CO₂ (bijv. 4D seismiek) in het aquifer boven de afsluitende laag in geval van lekkage van CO₂ uit het opslagcomplex. Zulke lekkage valt ver voorbij de worst-case inschattingen, zeker in combinatie met de geadviseerde inperkende drukken als begrenzing. SodM vindt het daarom niet proportioneel om in dit stadium (zonder concrete aanleiding van mogelijke escalatie) aanvullende geofysische monitoring van het bovenliggend aquifer van de aanvrager te vragen. Ook schat SodM de risico's op lekkage dusdanig klein in dat hier op dit moment waarschijnlijk geen rol weggelegd is voor de overheid. Dit betekent ook dat er in dit stadium geen nieuwe 3D seismische dataset hoeft te worden verkregen welke kan fungeren als baseline (nulmeting). In geval van signalen van mogelijke lekkage kan 4D seismiek of andere geofysische monitoring alsnog worden overwogen.

Ad. 2: In de review van NORCE (bijlage 3) en in de aanvullende vraagbeantwoording door de aanvrager is de vraag over een ultiem lekkage scenario geadresseerd. Zulke lekkage valt ver voorbij de worst-case inschattingen van de uitvoerder, zeker in combinatie met de door SodM geadviseerde inperkende druk als begrenzing. SodM oordeelt voor deze aanvraag dat als er toch CO₂ uit het reservoir zou lekken, dat de kans op doorstroom naar het ondiepe milieu nog veel kleiner is. Als de begrenzing van de hydrostatische druk in het opslagreservoir ook voor de lange termijn wordt gerespecteerd, acht SodM het risico van zulke lekkage verwaarloosbaar. SodM vindt het daarom niet proportioneel om aanvullend onderzoek van de aanvrager te vragen.

Ad. 3: Micro-seismische monitoring met behulp van een lokaal offshore meetnet. SodM constateert dat om (micro-)seismiciteit van magnitudes kleiner dan $M=1,5$ te kunnen detecteren, en beter te localiseren, aanvullende monitoring boven/in het P18-2 veld noodzakelijk is. Hierbij kan gedacht worden aan een combinatie van oppervlakte sensoren en sensoren in de put voor de detectie van seismische events met kleine magnitudes en voor het verbeteren van de accuraatheid van de lokalisatie, zowel horizontaal als verticaal.

Voor (micro-)seismische monitoring van events met kleine magnitude en voor betere lokalisatie is het huidige KNMI onshore meetnet niet afdoende. Daarnaast moet het snelheidsmodel van voldoende kwaliteit zijn voor accurate lokalisatie van events.

Voor een dergelijke gevoeligheid en accuraatheid zouden seismische meetinstrumenten in/boven het P18-2 veld reservoir nodig zijn. Dat kunnen bijvoorbeeld aanvullende seismische meetinstrumenten aan de oppervlakte boven het veld zijn en/of seismische meetinstrumenten in meerdere putten. Nader onderzoek naar een lokaal meetnet en mogelijke verbeteringen van het lokale snelheidsmodel is in dat geval noodzakelijk. Dergelijke (micro-)seismische monitoring vraagt om een investering die niet proportioneel is om van de uitvoerder te vragen (gelet op afdoende andere beheersmaatregelen). De vraag is of de overheid hier een rol heeft om onderzoek te laten doen en om daarna eventueel de uitvoering van de monitoring te faciliteren.

Conclusie adviesonderdeel-8

Conclusies beheersing put-gerelateerde risico's

SodM oordeelt dat de beheersing voor de put-gerelateerde risico's adequaat is. De aanvrager heeft de juiste risico's geïdentificeerd en heeft daarop beheersmaatregelen getroffen die de risico's beperken tot een acceptabel niveau.

Door onderscheid te maken tussen de put componenten welke wel en welke niet direct in contact komen met het geïnjecteerde CO₂ is betere beheersing van mogelijke integriteitsproblemen geborgd. Zo zal de volledige binnenbuis, putmond met kleppen en afdichtingselementen ('packer') van de putten vervangen worden door CO₂ bestendige materialen.

Het vooraf inventariseren van de conditie van de bestaande infrastructuur van de putten geeft goed inzicht van de onzekerheden. Metingen van de cement kwaliteit rondom de verbuizing en staaldikte van verbuizing die in contact komt met het maritieme klimaat zijn hier voorbeelden van. De door de aanvrager voorgestelde nul-metingen van de casing-en-cement integriteit zullen voor aanvang van de injectie worden uitgevoerd tijdens het ombouwen van gasputten naar CO₂ injectieputten. SodM ziet toe op de uitvoering van deze werkprogramma's op basis van wettelijk verplichtingen. SodM kan op deze basis voor aanvang van injectie vaststellen of de putten aan de wettelijke vereisten van een deugdelijke put voldoet voor ingebruikname.

De monitoringstechnieken blijven beperkt tot het continu meten van druk, temperatuur en debiet gedurende de injectie fase en het een keer in de vijf jaar meten van de wanddiktes en integriteit van de binnenbuizen. Met de data van deze parameters is het mogelijk om integriteitsproblemen met put-gerelateerde barrières te signaleren. De invloeden van de samenstelling van de CO₂ stroom op het materiaal is ook met bovengenoemde parameters vast te stellen. De corrigerende maatregelen om integriteitsproblemen op te lossen zijn gebaseerd op welbekende technieken die reeds jaren succesvol worden toegepast in de olie en gas industrie.

SodM concludeert dat er meer mogelijkheden bestaan om eventuele lekkage door micro-annuli aan te tonen. Aanvrager verifieert alleen vooraf aan de injectie de conditie van de putten en cement. Er is een mogelijkheid om tijdens putwerkzaamheden, waarbij de binnenbuis verwijderd moet worden, een gedegen meetonderzoek uit te voeren om de vorming van micro-annuli aan te tonen. Dit onderzoek kan een aantal jaren na injectie plaatsvinden. Dit heeft als voordeel dat de invloed van de afkoeling geverifieerd kan worden. SodM adviseert de minister om een voorwaarde in het besluit op te nemen waar de uitvoerder wordt gevraagd om deze metingen te doen in situaties waarin de binnenbuis tijdelijk is verwijderd.

SodM concludeert dat het monitoringsplan geschikt is voor de beheersing van put-gerelateerde risico's met voorgestelde stoplichtmethodiek. Wel moeten de gele en rode escalatieniveau's beter gespecificeerd worden (het alarmmanagement systeem in tabel 2 van het monitoringsplan). De afwijking van putintegriteit buiten het groene gebied dienen beter te specificeren wanneer injectie kan worden voorgezet of moet worden gestopt; het onderscheid tussen geel en rode condities is hier onduidelijk. De aanvrager dient voor aanvang van de injectie concretere specificaties te geven van de escalatieniveau's, mede op basis van modelstudies naar temperatuur en drukvariaties in de putten in de opstartfase. Vervolgens zullen de precieze grenswaarden van de escalatieniveau's naar verwachting pas definitief kunnen worden vastgesteld na kalibratie van de modellen met druk, temperatuur en injectiviteitsmetingen na een aantal maanden van injectie.

SodM adviseert de minister om de uitvoerder te vragen zowel voor aanvang van injectie als in een korte periode na injectie voor te schrijven dat het monitoringsplan wordt geactualiseerd. Het is namelijk van belang dat na korte startperiode het monitoringplan een duidelijk en handhaafbare specificaties van de escalatieniveau's heeft.

Met betrekking tot de uiteindelijk definitieve afsluiting van de putten is SodM het eens met de aanvrager dat de techniek van het afsluiten mogelijke lekkage via de putten elimineert. Door het verwijderen van een gedeelte van de verbuizing en cement ter hoogte van de afsluitende laag, wordt de micro-annuli definitief verwijderd. Door het plaatsen van nieuw cementpluggen wordt de afsluitende laag weer hersteld. Deze techniek is reeds in de olie en gas industrie toegepast en geeft goede resultaten.

Conclusies beheersing reservoir-gerelateerde risico's

SodM concludeert dat de aanvrager met de monitoring van de operationele condities in staat moet zijn om binnen de verwachte base case te opereren aan de hand van debiet, druk en temperatuurmonitoring in de putten.

Voor beheersing van reservoir-gerelateerde risico's is ook de monitoring van seismiciteit van belang. SodM concludeert dat, voor het op tijd signaleren van afwijkingen van de verwachte spanningsontwikkeling op breuken (voor het beperken van zware bevingen), het voldoende is als bevingen vanaf een magnitude $M=2,0$ kunnen worden opgemerkt. Dit is mogelijk met het door de aanvrager voorgestelde plan om gebruik te maken van het bestaande seismische monitoringsnetwerk van het KNMI op het land, waarbij magnitudes vanaf $M=2,0$ kunnen worden gedetecteerd en gelokaliseerd. In het geval van een beving kan met het voorgestelde meetnetwerk worden vastgesteld of de beving in de omgeving van het P18-2 reservoir is opgetreden. Dit fungeert als een belangrijke indicatie voorgedrag dat afwijkt van de verwachte geomechanische ontwikkeling van het veld. SodM ziet vanuit de reservoir-gerelateerde risicoinschatting zowel voor het seismisch risico als voor het risico van lekkage geen noodzaak voor aanvullende monitoring.

Vervolgens is het seismisch meet niet genoeg voor het kunnen meten van kleinere magnitude bevingen (kleiner dan $M=1,5-2,0$) en voor het kunnen lokaliseren binnen het veld en met onderscheid tussen verschillende breuk. Vanuit het perspectief van de risicoinschatting concludeert SodM dat zowel vroegtijdige signalering van kleinere bevingen en betere lokalisatie accuraatheid, alsmede een beter begrip van het reservoirgedrag niet noodzakelijk. Wel zou betere lokalisatiebepaling kunnen helpen om meer onderscheid in scenario's te kunnen maken in geval dat afwijkend gedrag buiten de verwachte bandbreedte optreedt. Corrigerende maatregelen in de vorm van bijstelling van de injectiestrategie met onderscheid tussen putten, lijkt niet goed mogelijk zonder voldoende nauwkeurigheid in plaatsbepaling van een beving. Voor een dergelijke gevoeligheid en accuraatheid zouden seismische meetinstrumenten in/boven het P18-2 veld reservoir nodig zijn. Mogelijk zou het door de aanvrager voor een ander doel te installeren DAS systeem ook hiervoor gebruikt kunnen worden. Nader onderzoek is in dat geval noodzakelijk. De vraag is of de overheid hier een rol heeft om onderzoek te laten doen en een om daarna eventueel de uitvoering van de monitoring te faciliteren.

SodM adviseert dat de aanvrager het monitoringsplan ruim voorafgaand aan de injectie actualiseert. De grenswaarden van de escalatieniveaus van seismiciteit (dus ook van het groene bereik; het verwachte gedrag) dienen beter in een definitieve monitoringsplan gespecificeerd te worden.

Conclusies over de vier plannen

Het plan voor risicobeheersing van de aanvrager is voor SodM in orde voor beoordeling en beheersing van de risico's.

Het plan voor monitoringsplan en plan voor corrigerende maatregelen verdienen nog actualisatie voor aanvang van injectie. Met oog op de reservoir-gerelateerde risico's dienen de escalatieniveaus van seismiciteit beter gespecificeerd te worden. Voor de putintegriteit dienen in de plannen van monitoring en corrigerende maatregelen duidelijk grenswaarden te definiëren en dienen de herstelmaatregelen duidelijk beschreven zijn, conform de eisen van een deugdelijk zorgsysteem (Well Integrity Management System; WIMS).

In de actualisatie voor aanvang van injectie – precieze definities van parameters voor grenswaardes en een template van de metric en wijze van rapportage van meten en corrigerende maatregel (meet en regel) rapportage. SodM vindt dat de wijze van rapportage in het monitoringsplan nader in deze fase moet zijn uitgewerkt. Na een eerste periode van injectie dient geactualiseerd met vaststelling van de grenswaardes en met vaststelling van de metric van meetrapportage waarmee de grenswaardes het stoplicht (groen, geel rood) worden vastgelegd. Deze actualisaties van het monitoringsplan en aansluitende plan van corrigerende maatregelen verdienen instemming van de Inspecteur-Generaal der Mijnen zodat de actualisaties adequaat zijn bij de invulling van het toezicht.

Het afsluitingsplan van de aanvrager heeft SodM beoordeeld in het onderdeel put-gerelateerd risicobeheersing en in het onderdeel "beheersing van risico's voor 'omgeving en milieu'" voor de monitoring in de post-injectie fase. SodM concludeert dat het plan in orde is voor dit stadium van het project en zal volgens de mijnbouwwet op later moment nog moeten worden geactualiseerd.

Advies voorschriften

SodM adviseert om de volgende voorschriften in het instemmingsbesluit op te nemen over risicobeheersing en monitoring.

Voorschrift over extra casing-en-cement integriteit metingen

SodM adviseert de minister om in een voorschrift vast te leggen dat de aanvrager extra metingen putintegriteit in situaties dat de binnenbuis tijdelijk wordt verwijderd.

SodM adviseert daarom het volgende voorschrift:

De uitvoerder doet extra metingen om de vorming van micro-annuli te kunnen opmerken bij tussentijdse putwerkzaamheden, als de binnenbuis tijdelijk verwijderd wordt.

Voorschriften over de actualisatie van het monitoringsplan en baseline metingen voor kalibratie grenswaardes

In de beoordeling zijn meerdere verbeterpunten langsgekomen van het monitoringsplan en het daarop aansluitende plan van corrigerende maatregelen. De beoordeling van de risico's zullen daardoor niet wijzigen voor dit advies. Wel moeten de verbeteringen in het monitoringsplan worden doorgevoerd ruim voor aanvang van de injectie voor adequate risicobeheersing.

SodM adviseert daarom het volgende voorschrift:

Injectie van CO2 kan alleen plaatsvinden met een geactualiseerd monitoringsplan en een daarmee samenhangende plan van corrigerende maatregelen. Deze plannen moeten door de Inspecteur-generaal der Mijnen zijn goedgekeurd.

Staatstoezicht op de Mijnen

Bezoekadres

Henri Faasdreef 312 | 2492 JP Den Haag

Postadres

Postbus 24037 | 2490 AA Den Haag

T +31 (0)70 379 8400

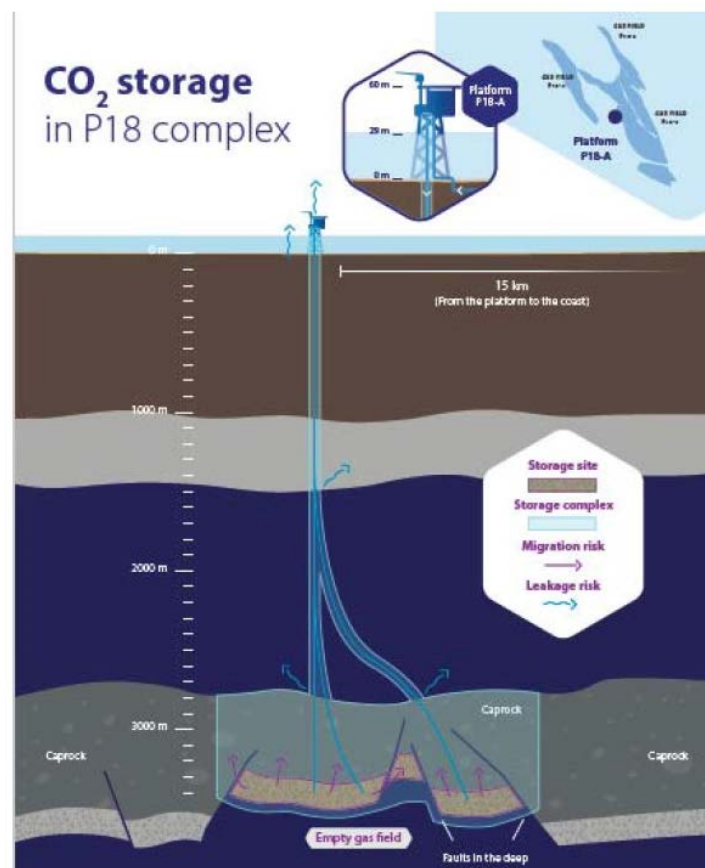
E info@sodm.nl

Report

Technical review of Porthos CO₂-storage permit application

Author(s)

Torbjørn Vrålstad, Peder Eliasson, Pierre Cerasi, Jørn Kjølås, Michael Jordan, Alv-Arne Grimstad



Report

Technical review of Porthos CO₂-storage permit application

KEYWORDS:

Porthos
CO₂ storage
Well integrity
Monitoring
Near-well temperatures

VERSION

1.1

DATE

2021-06-29

AUTHOR(S)

Torbjørn Vrålstad, Peder Eliasson, Pierre Cerasi, Jørn Kjølås, Michael Jordan, Alv-Arne Grimstad

CLIENT(S)

Dutch State Supervision of Mines (SSM)

CLIENT'S REF.

B.C.W. van Engelenburg

PROJECT NO.

102025134

NUMBER OF PAGES

29

ABSTRACT

The Porthos project has recently submitted a permit application to the Dutch authorities for injection and permanent storage of CO₂ in depleted gas reservoirs offshore Rotterdam. SINTEF was selected by SSM to act as external experts to perform a technical review of the Porthos permit application, with emphasis on well integrity, monitoring and leakage consequences.

It is found that the technical work in the Porthos application is thorough and SINTEF agree with the main conclusions. There are some inconsistencies, unclarities and minor issues here and there, but the main conclusions are not affected. We recommend that a more in-depth study of temperature profiles in the bottom part of the well should be performed, with special emphasis on addressing the packer to perforations distance.

PREPARED BY

Torbjørn Vrålstad

SIGNATURE

CHECKED BY

Alv-Arne Grimstad

SIGNATURE

APPROVED BY

Harald Linga

SIGNATURE

REPORT NO.

2021:00529

ISBN

ISBN

CLASSIFICATION

Restricted

CLASSIFICATION THIS PAGE

Restricted

Document history

VERSION	DATE	VERSION DESCRIPTION
1.0	2021-05-19	Draft version sent to SSM for comments
	2021-06-02	Minor comments received from SSM
1.1	2021-06-10	Final draft version sent to SSM for approval
	2021-06-28	Approval received from SSM
	2021-06-29	Final report sent to SSM

Table of contents

1	Introduction.....	4
1.1	Background.....	4
1.2	Objective of this report	4
2	Well integrity	5
2.1	CO ₂ leakages through microannuli.....	5
2.1.1	Estimation of microannuli apertures in Porthos wells.....	6
2.1.2	Estimation of CO ₂ leak rates in Porthos wells.....	7
2.1.3	Closure of microannuli due to calcite precipitation.....	8
2.2	Potential flow due to buoyancy of CO ₂ ?	9
2.3	Potential methane leakages from the wells?	10
2.4	Conclusion and recommendations.....	10
3	Monitoring and risk mitigation	11
3.1	General comments to monitoring plan	11
3.2	Leakage detection and monitoring by DTS/DAS	11
3.3	Monitoring by seismic?	13
3.4	Conclusions and recommendations	13
4	Measurement and modelling of well temperatures.....	14
4.1	OLGA simulations of temperature	14
4.2	Near-well temperature development	16
4.2.1	Well operating regimes.....	16
4.2.2	Reservoir thermal modelling	17
4.3	Potential extrapolation of temperature measurements from packer to perforations using OLGA- results?	18
4.4	Conclusions and recommendations	19
5	Leakage consequences in the overburden	20
5.1	Impact of shale in the overburden	20
5.2	Leakages through overburden	20
5.2.1	Geomechanical impact assessment.....	20
5.2.2	Leakages along reactivated faults.....	21
5.3	Leakage to surface.....	22
5.3.1	Environmental impact assessment of leakage to the surface	22
5.3.2	Monitoring for leakage to the sea	22
6	Main conclusions and recommendations.....	24
7	References.....	25
	Appendix: List of available documents for review	29

1 Introduction

1.1 Background

The Porthos project involves the storage of CO₂ in three depleted gas reservoirs located 25 km offshore from the port of Rotterdam, The Netherlands. Porthos has recently submitted a permit application to the Dutch authorities for injection and permanent storage of CO₂ in these depleted gas reservoirs.

Dutch State Supervision of Mines (SSM) advises the Minister of Economic Affairs and Climate Policy on permit applications, and SINTEF was selected by SSM to act as external experts to perform a technical review of the Porthos permit application. This included review of approx. 800 pages of technical documentation in addition to the actual permit application of approx. 300 pages. (The list of documents made available for review is given in the Appendix.)

SINTEF was assigned three topics to review: Primary subject 1 on "Well integrity and behaviour", Primary subject 2 on "Well-related monitoring and risk mitigation", as well as a secondary subject on "Leakage consequences in the overburden". It should be noted that the fourth subject "Reservoir and cap rock integrity", was not a part of SINTEF's review and has been reviewed by another expert team.

1.2 Objective of this report

This report summarizes the main findings of SINTEF's technical review of these three topics, where each topic is described in a separate chapter. Furthermore, during the review it became apparent that the topic "Measurement and modelling of well temperatures", which was partially overlapping between both primary subjects, was of particular importance. Therefore, this topic is discussed in a separate chapter.

SINTEF's emphasis while performing this technical review has been to evaluate relevant safety aspects of the Porthos projects. For example, important questions that have been considered are: Is the risk of well barrier failures sufficiently analysed and understood? Is the combination of monitoring methods suitable and sufficient for detection and mitigation of CO₂-leakages? Do we, as technical experts, agree with the conclusions in the technical documentation? Do we find any significant limitations in the underlying arguments and analyses?

We have summarized our findings in the four main chapters of this report. Major issues have been highlighted as "recommendations", while minor issues have been denoted "comments".

2 Well integrity

The well integrity assessments of the P18 wells are thorough and are described in detail in B7 CO₂ storage feasibility in the P18-2 depleted gas field and B13 Well containment note, as well as summarized in the main application. The well barrier envelopes have been defined using the NORSOK D-010 and ISO 16530-1 standards, which are internationally recognized as the most prominent well integrity standards available. Two independent well barrier envelopes are defined for all wells, where for example the primary well barrier envelope consists of a SSSV, which will improve well operational safety.

All injection wells are planned to be re-completed during a workover before injection, to ensure that all completion string and X-mas tree components are compatible with CO₂. Acceptable CO₂ resistance should be documented for all materials, where for example Cr steel of sufficient quality could be used for steel components. Furthermore, CBL and USIT logs will be run during the workover to determine the integrity of the cap rock cement, which will provide crucial information about potential presence of microannuli prior to CO₂ injection. It should however be noted that if prominent cement de-bonding is detected by the CBL/USIT logs, then these microannuli may influence the apertures and geometries of the microannuli subsequently formed during CO₂ injection, and thus also potentially increase the risk of CO₂ leakages. If so, all microannuli and CO₂ leakage simulations should be re-done.

A major emphasis during the well integrity review was on the formation of cement microannuli and of subsequent potential CO₂ leakages through these leak paths. The main conclusion regarding potential well leakages from the Porthos application is that yes, cement microannuli will form during CO₂ injection, but these microannuli do not represent a significant risk for CO₂ leakages. We agree with this conclusion, as outlined in more detail below.

2.1 CO₂ leakages through microannuli

Microannuli formation is the most prominent cement failure mechanism in CO₂ injection wells. When cold CO₂ is injected into the well, the well and near-well region cool down and subsequently, the casing, cement, and rock contract due to this cooling. Consequently, the cement sheath de-bonds towards the casing and/or formation, thereby creating microannuli (Bois et al., 2011, 2012; Nygaard et al., 2014). These microannuli could act as potential leakage paths for downhole fluids. For example, in a well after 30 years of CO₂ injection, prominent leak paths at both the cement-casing and cement-formation interfaces were found after coring (Carey et al., 2007).

Regarding microannulus apertures, it is important to note that microannuli do not have uniform and well-defined geometries (Vrålstad et al., 2019; Vrålstad and Skorpa, 2020), as visualized in Figure 1 below. Microannuli have complex and non-uniform geometries, and consequently, flow through microannuli is non-linear and not easily predictable (Skorpa and Vrålstad, 2018; Corina et al., 2021). A constructive approach to define microannuli apertures is thus to distinguish between the "mechanical" aperture, which is the actual, local width, and the "hydraulic" aperture, which is the average width estimated from flow measurements assuming a uniform microannulus geometry with smooth walls around the full cement sheath circumference (Stormont et al., 2018; Garcia Fernandez et al., 2019). Correct assessments of actual microannulus apertures are therefore difficult to obtain, but estimations of hydraulic apertures are possible in experiments by

measuring the axial fluid flow through the cement sheaths. In such cases, the measured hydraulic aperture will be smaller than the actual, mechanical aperture.

Finally, it should be added that the cyclic temperature variations experienced due to repeated shut-ins and start-ups etc, can be detrimental for the cement integrity (Nygaard et al., 2014). However, this thermal cycling will not increase the apertures of the created microannuli (unless the temperature difference is increased), but such cyclic loads can induce more cement de-bonding and thus create larger microannuli geometries (Vrålstad et al., 2015).

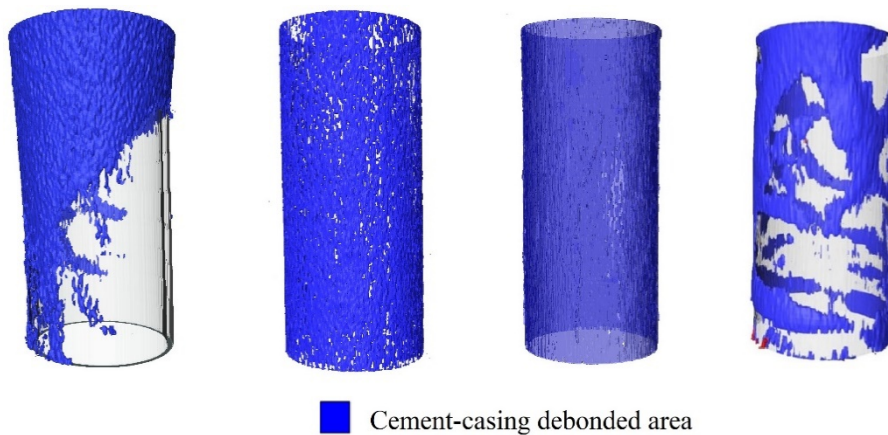


Figure 1: Examples of experimentally obtained, real microannuli geometries (Figure from Vrålstad and Skorpa, 2020)

2.1.1 Estimation of microannuli apertures in Porthos wells

The DIANA numerical tool was used to predict the temperature variations in the near-well region during to CO₂ injection. Furthermore, DIANA was used to estimate the stresses at the cement-casing interface due to casing and cement contraction during cooling, and it was found that cement-casing microannuli will form during CO₂ injection. DIANA is a finite element numerical model that has been used by TNO for many years and presented in several peer-reviewed publications (Schreppers 2015; Orlic et al. 2016, 2018; Moghadam et al., 2020), and there is no reason to believe that the obtained results from DIANA are less accurate than results from other, similar numerical models. The DIANA results can be considered trustworthy.

There are however some limitations and uncertainties with the DIANA simulations. For example, it is assumed that cement is elastic and that the surrounding rock is ductile. Both cement and rock are known to be brittle materials, although they do exhibit elastic properties under low strain conditions. Furthermore, the initial state of stress in the cement is assumed to be zero (for simplicity), and it is not stated whether the confining stress in the rock is taken into account when performing these simulations. Although the main conclusion will probably not be affected, i.e. that a microannulus will form as a result of high tensile stress at the cement-casing interface, it could have been useful to perform a sensitivity study to determine the potential impact of these uncertainties.

DIANA was however not used to estimate the obtained microannuli apertures; a more simplified, analytical approach was used for microannuli aperture estimation. Although the approach was simple (and thus cannot

be expected to be correct), the obtained aperture sizes are in fact plausible. It is estimated that the resulting apertures are approx. 35 μm , with 30 μm added as an additional safety margin, resulting in estimated microannuli apertures of approx. 65 μm . These microannuli aperture values assume complete geometrical uniformity and smooth wall surfaces, and are thus neither mechanical nor hydraulic, but may be most relevantly compared with hydraulic aperture values due to the assumed uniformity.

These obtained aperture values are within the ranges typically found in experimental and field studies of real microannuli: Aas et al. (2016) and Moghadam et al. (2020) performed large-scale yard tests of casing-cement samples and found hydraulic apertures of approx. 65 μm and 35 μm , respectively. Therond et al. (2017) performed large-scale experimental tests of cold fluid injection, compared with cement integrity modelling, and found hydraulic microannuli apertures of less than 11 μm . Finally, Skadsem et al. (2020) investigated a well section retrieved from an abandoned North Sea well and found microannuli with hydraulic apertures of below 39 μm .

Therefore, although the estimated microannuli apertures are probably not correct, the obtained aperture sizes are plausible.

2.1.2 Estimation of CO₂ leak rates in Porthos wells

A major point in the Porthos leakage risk assessment is that since CO₂ will be injected into a depleted reservoir, the pressure in the overburden above the reservoir will be higher than the pressure in the reservoir, at least until near the end of the injection period. Consequently, there will be a negative pressure difference across the cement barrier, and thus no CO₂ leakages through the microannuli in the cement. This conclusion is correct.

With respect to cement sheath integrity, it is important to note the difference between cement mechanical integrity and hydraulic integrity (Bois et al., 2019), where the mechanical integrity reflects the presence of defects such as microannuli and radial cracks, and hydraulic integrity describes the actual sealing ability of the cement. In other words, for loss of hydraulic integrity to occur, two requirements are needed: First, the presence of a continuous leak path through the entire axial length of the cement, and second, a sufficient pressure difference across the cement to cause fluid flow through this leak path. In the Porthos case, the negative pressure difference across the cement therefore ensures that there will not be pressure-driven CO₂ leakages through the microannuli, until near the end of the injection period, where the reservoir pressure is close to hydrostatic (or slightly above in the near-well area).

Consequently, resulting CO₂ leak rates at the end of the injection period have been calculated, and the approach used to determine the leak rates is interesting. To acknowledge the fact that microannuli geometries are non-uniform and complex with considerable surface roughness, the microannulus geometry is treated as a porous medium by the Porthos team. Thus, a permeability value has been assigned to the microannulus and the resulting fluid flow is calculated with Darcy's law. The assigned permeability values (up to 10⁻¹² m²) are within or above the range of experimentally obtained permeabilities found for microannuli and cracks in well cement (Stormont et al., 2018; Skorpa and Vrålstad, 2020). This approach is not completely correct, but it takes the microannuli non-uniformity into account and thus provides plausible results.

Therefore, the estimated CO₂ leak rates through the microannuli are plausible.

2.1.3 Closure of microannuli due to calcite precipitation

Chemical reactions between CO₂ and Portland cement have been extensively studied and is well understood (Zhang and Bachu, 2011; Carrol et al., 2016). For example, Portland cement consists in large part of Ca(OH)₂, which will react with CO₂ and form CaCO₃. This reaction is known as carbonation of cement. In this regard, it should be noted that CaCO₃ occupies more volume than Ca(OH)₂. Therefore, when CaCO₃ precipitates inside small cavities or defects in the cement, such as cracks or microannuli, the defects may close. This process is known as self-healing of cement.

There are two factors that influence whether fractures and openings will self-heal or not: the flow rate of CO₂ through the fracture, i.e. the available time for the reaction to occur (residence time), and the aperture of the fracture (Brunet et al., 2016; Carrol et al., 2016). This is illustrated in Figure 2 below, where it is seen that self-healing will occur for high residence times and small apertures.

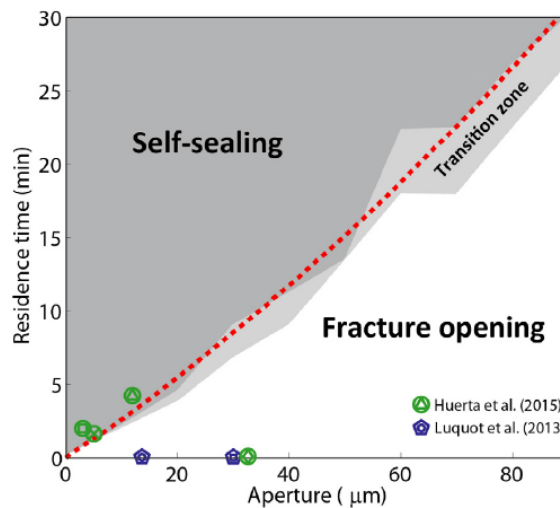


Figure 2: Influence of aperture and CO₂ residence time on self-healing of cement fractures (Carrol et al., 2016)

For the Porthos wells, this figure (by Carrol et al., 2016) was used in B13 Well containment note (Chapter 8, pages 57-59) to illustrate this point. It is concluded that for the combination of small microannuli apertures (below 65 µm, high CO₂ residence time due to low flow rates (up to 0.04 m/s), and the several hundreds of meters of cement sheath length in the cap rock, it is likely that CaCO₃ will precipitate and close the microannuli if CO₂ should leak through the cement from the reservoir. There is therefore no significant risk of CO₂ leakages from the Porthos wells. We agree with this conclusion.

As an appendix to the above discussion, we will add a short remark on durability of Portland cement towards CO₂. It should be noted that since CaCO₃ occupies more volume than Ca(OH)₂, carbonation of cement is a self-decelerating process. Carbonation reactions are dependent upon diffusion of CO₂ into the cement pore network, and further carbonation and continued CO₂ diffusion are thus delayed by the precipitation of the more voluminous CaCO₃. Consequently, carbonation of Portland cement is a very slow process, and the carbonation front might only proceed approx. 30 mm after 1000 years (Zhang and Bachu, 2011). Carbonation of Portland cement will therefore not constitute a significant well integrity issue.

2.2 Potential flow due to buoyancy of CO₂?

Due to the initial below-hydrostatic reservoir pressure, brine will flow (slowly) into the reservoir through any microannuli with hydraulic connectivity through the caprock. As discussed above, it is assumed a Darcy-like flow in narrow fractures where the expected and worst-case flows based on estimated microannuli aperture are calculated based on worst-case fracture permeability (and relative permeability) and the simulated reservoir pressure development. Towards the very end of injection CO₂ may flow out of the reservoir due to reservoir pressure locally exceeding the brine hydrostatic pressure. Total amount of CO₂ escaping this way is expected to be an insignificant fraction of total stored CO₂ even for the worst-case assumptions.

However, although there will be downwards flow of water through the microannuli throughout most of the injection period, an important question is whether CO₂ nevertheless will migrate upwards due to buoyancy?

This question is discussed in the technical documentation, and it is concluded that leakage in a potential microannulus due to buoyancy of CO₂ can be neglected as long as the local pressure in the reservoir is lower than hydrostatic. An attempt at a detailed analysis is presented in B13 Well containment note, section 15.4.3 (pages 99-100). The argument given is that the downward pressure gradient in a microannulus filled with formation brine will be much larger than the buoyancy forces acting on a CO₂ bubble at the entrance to the microannulus from the reservoir. Even if the pressure difference between microannulus and reservoir is only 1 bar, the upward force (by buoyancy) would be somewhere between 7 and 10 orders of magnitude lower than the downward (or upward) force (by pressure difference). The presence of methane in the reservoir is not discussed, but the different density would not alter the conclusions.

We agree with the conclusions regarding possible vertical CO₂ flow, but this analysis on buoyancy, while making an attempt at summarising the relevant forces acting on CO₂ and brine in a microannulus, is not complete or even correct. The force balance discussion is peculiar as it compares the integrated downward force across the whole microannulus with the buoyancy force for one bubble, as if the brine and CO₂ bubble were pushing from opposite sides on a stiff membrane. It would be better (and simpler) to compare the potential maximum rising velocity of gas bubbles small enough to fit inside the microannulus, with the downwards flow of brine resulting from the pressure potential gradient in the microannulus. Theory and experimental investigation of the rising speed of gas bubbles in bulk and even in capillary tubes is a well-developed research area.

Still, following the argument in B13, the conclusion would be unchanged if one considers a doughnut-shaped CO₂ bubble displacing its volume where the diameter of the doughnut fills the whole 100 µm annulus. Then the buoyancy force approximates $5 \cdot 10^{-6}$ N, as compared with 2000 N downward force (assuming 300 bar pressure at the interface). However, this last assumption, of sustaining 300 bar at the interface seems highly improbable.

Furthermore, the analysis in chapter 15.4.4 on capillary pressure also seems odd, with a lengthy discussion of pendant drops falling from the microannulus (presumably into the open hole below the lowermost casing?). This discussion ends up with an expression with an unknown parameter 'N', and no mention at all of the brine/CO₂ interfacial tension, which would be relevant. The conclusion of that chapter then disregards the calculation altogether and goes on to refer to personal communication with TNO staff to justify the conclusion, which is probably correct, by the way.

Therefore, although we do not agree with the approach or calculations regarding potential upwards migration due to buoyancy of CO₂, we do agree that it is unlikely that this will occur, and that buoyancy of CO₂ can be neglected as long as the local pressure in the reservoir is lower than hydrostatic.

2.3 Potential methane leakages from the wells?

The influence of remaining methane in the reservoir on the gas density is not discussed. The methane to CO₂ density ratio depends on pressure and temperature. For most reservoir conditions it is between 0.2 and 0.3, but can be <0.1 for temperatures below 30 °C at 50-100 bar. These conditions would be relevant in the first phase of HP operation of the CO₂ pipeline. However, at this point CO₂ will already have been injected for some time to increase the reservoir pressure from 20 to ~50 bar, and the gas around the injection wells can be assumed to be mainly CO₂. The influence of remaining methane on possible leakage rates can therefore probably be neglected.

2.4 Conclusion and recommendations

The main conclusion from the Porthos project regarding potential risk of CO₂ leakages from the wells can be summarized by this statement: *It is concluded that the combination of residence time and small aperture of the microannuli will most likely result in sealing of a leak path as a consequence of calcite deposition. It is therefore an effective barrier with low uncertainty.* (Application, Section III, p 72)

We agree with this statement and support the conclusion that there is no significant risk of CO₂ leakages from the P18 wells.

However, we do have one major concern regarding the estimation of microannuli and resulting CO₂ leakages: the Porthos team have solely focused on cement-casing microannuli, with no mentioning of cement-rock microannuli. It is well-known that cement de-bonding may also occur at the cement-rock interface (Carey et al., 2007), so it is thus surprising that no calculations of cement-rock microannuli have been performed for the Porthos wells.

Recommendation (minor): Additional simulations should be performed to determine microannuli formation at the cement-rock interface, as well as to estimate the resulting microannuli apertures and CO₂ leak rates.

3 Monitoring and risk mitigation

The CO₂ storage permit application describes a draft monitoring plan which covers pre-injection, injection, post-injection, and post-closure phases. The monitoring targets four sub-areas: operation, CO₂ distribution in reservoir, leakage paths, and surrounding area and the environment. The operational monitoring plan is detailed, relying mainly on conventional methods, and appears sound and sufficient for risk mitigation. The reservoir monitoring plan is significantly simpler, consisting only of bottom hole (above packer) temperature and pressure measurements for comparison to and calibration of the reservoir model. The leakage path monitoring plan is extensive and based on state-of-the art methods. However, the possibility of detecting leakage on the outside of the well is uncertain. Finally, the plan for environmental monitoring covers a range of methods but could profit from further investigation of the use of DAS for micro-seismic monitoring.

A thorough risk assessment, using the so-called bow tie method and described in detail within the application, provides the basis for the monitoring plan. A control and alarm management system is also part of the monitoring plan. This will generate alarms in case of measurements deviating from expectations, indicating the need for additional monitoring or corrective measures to prevent failure of barriers.

3.1 General comments to monitoring plan

The application states that the described plan is tentative only and will be revised during the pre-injection phase. Furthermore, we find that the plan described in B7 Section 19 is more complete than the application itself, but also that there are several inconsistencies with the application (leading document):

- Application refers to micro-seismic monitoring only using KNMI network, but table in B7 Section 19 proposes use of geophones or DAS
- Monitoring wells are mentioned in the B7 Section 19, but not in the Application
- Baseline seismic data and contingency seismic in case of suspected leakage is mentioned in B7 Section 19, but not considered in the Application

Comment We suggest that the monitoring plan is carefully updated, taking suggestions and recommendations into account in time so that any potential baseline measurements (e.g., seismic and microseismic) can be done before the start of the injection. The revision is an important opportunity to develop a single consistent plan.

Furthermore, observation bandwidths of the control and alarm management system seem to be somewhat arbitrarily chosen. Defining these levels appropriately is important to avoid a too sensitive or insensitive system. This requires a more detailed study. The levels may also have to be updated during operation, but only after first having carefully investigated whether reservoir models need to be recalibrated.

3.2 Leakage detection and monitoring by DTS/DAS

It is planned to re-complete all wells during a workover before injection starts, and the new completion strings will be equipped with fiber-optic cables (both DTS and DAS). Although not used routinely, fiber-optic cables have been installed and used in O&G wells for several years (Algeroy et al., 2010; Wu et al., 2016; Bale et al., 2020), as well as in geothermal wells (Raab et al., 2019). The reliability of such monitoring

technologies should be well understood. There is however a risk that the fiber-optic cable is damaged during installation (Raab et al., 2019), but if the system is installed undamaged it will function properly. A critical component during installation may be the (wet) connector in the well head. The fiber-optic cables are installed along the outside of the tubing string. The main function of the DTS system will be to measure the temperature profile along the tubing, which will be vital input to understanding the temperature conditions in the well and reservoir. The main function of the DAS system will be to monitor the tubing integrity.

The application suggests using DTS/DAS in the injection wells to detect leakage events (on the outside of the casing). At the same time, it is mentioned that probably only larger amounts of leakage can be detected. During an ongoing injection, the signal related to the leakage is likely to be obscured by the noise related to the injection itself. It may be possible to extract the signal related to the leakage if the frequency ranges of injection and leakage related vibrations are different, or if the shape of the leakage signal is well known and can be filtered out. The shape of the leakage signal is most likely case dependent, varies with the CO₂ phase, and may also vary along the well.

We agree that it is unlikely that the DTS or DAS system will detect any potential CO₂ leakages in microannuli behind the casing. There are cased-hole logging tools available that can potentially detect the noise from flow behind casing (Gardner et al., 2019), but the estimated likely range of CO₂ leak rates (Application Section III, Chapter 6.2.4) are probably too small to be detected by such tools.

However, the application document mentions DAS as possibility for monitoring of microseismic events. While the monitoring plan contains microseismic monitoring based on local injection and monitoring wells in P18 using DAS and downhole geophones, the application concludes that DAS is an untested technology with low resolution and lacking directional information and only the existing KNMI should be used for the microseismic monitoring.

We believe that well-based DAS fibers should be considered as part of the microseismic monitoring. DAS has become a technology also used in commercial settings and has shown to provide results comparable to conventional geophones. Since the DAS cables in the injection wells will be attached to the tubing, seismic signals will experience some energy loss and attenuation while traveling through the annulus, casing and the well to the DAS cable. The long vertical extent of the DAS cable can be expected to provide good directionality regarding the depth of the event location. In addition, the use of P- and S- arrival time differences can provide a good estimate of the distance of the event location from the well, given a reasonable velocity model is available. To provide full directionality at least three wells equipped with DAS should be used for monitoring. While the noise from the CO₂ injection may potentially mask the seismic signals in the injection well, any non-active injection wells should be relatively undisturbed. If dedicated monitoring wells are used, additional geophones at the bottom of the wells are recommended for additional sensitivity, directionality and for triggering.

As regular (active) seismic monitoring may be difficult due to the heavy traffic in the P18 area, the DAS and geophone downhole installations may also be used for sparse seismic conformance monitoring. This would only require a source at the sea surface (e.g., airgun), which may be towed/deployed from a relatively small vessel. In addition, the receivers would be close to the reservoir, providing higher sensitivity.

3.3 Monitoring by seismic?

The application document mentions two main risks for leakage: Lateral leakage, where the CO₂ is migrating laterally out of the storage area, and vertical leakage, where upward migration may occur along the wells and faults.

We found that while the monitoring plan appears comprehensive, it appears that in the application document seismic monitoring that may be used for covering the lateral leakage is not foreseen. The application document describes seismic monitoring of CO₂ in the reservoir as not likely to succeed as the expected contrast is estimated to be too small. The document, however, mentions "one-off" monitoring in case of leakage. A corresponding baseline survey does not appear to be planned.

We are concerned that no baseline seismic data seems to be planned. Especially for smaller amounts of (vertical) leakage solid seismic baseline data will be vital for the detection and monitoring of leaking CO₂.

Comment: Seismic is the backbone of most monitoring systems and a way of getting directional information about plume behaviour/movement. A more thorough assessment (than the Willemsen report/slides referred to in Application) should be performed. This could include reservoir modelling and a more detailed seismic sensitivity study.

The application document also mentions microseismic monitoring to detect seismic activity e.g., as indication of reactivation of pre-existing faults. While the monitoring plan includes the use of DAS and downhole geophones in several monitoring wells, the microseismic monitoring described in the application document will only rely on the existing regional KNMI seismic network. The application states that the risk was negligible and that according to SSM guidelines the use of the regional KNMI seismic network is sufficient. The application states that no seismic activity had been detected in P18 in the past. The magnitude of completion of the KNMI network for P18 events is 2.

It should be noted that the SSM guidelines may not apply for this case. In addition, the magnitude of completion of the KNMI network for P18 events is 2, which means that events smaller than magnitude 2 may not be detected. We consider this as a very high threshold. Microseismic events at other CO₂ storage sites typically are much smaller than magnitude 1 (even recording events $< M=-1$). If the KNMI network was used for the assessment of microseismic activity in the past, the fact that no microseismic events were detected does not mean that none occurred.

3.4 Conclusions and recommendations

The monitoring plan is comprehensive, but somewhat inconsistent and should be updated. We also suggest that use of seismic is more thoroughly considered as monitoring method. It is unlikely that the DTS or DAS system will detect any potential CO₂ leakages in microannuli behind the casing. However, DAS can potentially be used for other purposes.

Recommendation (minor): Consider using DAS in non-active injection wells as part of microseismic and/or seismic monitoring.

4 Measurement and modelling of well temperatures

The temperature in the well is important to know for several reasons. For example, from a well integrity perspective, the cooling of the well during CO₂ injection causes the formation of microannuli, and it is thus crucial to accurately predict what the well temperature will be during injection. The well temperature is monitored by DTS cables along the tubing string, in addition to the temperature and pressure gauge at the packer. These monitoring points are the only information available that can be used to validate and update well injection and reservoir models.

The OLGA simulations summarized in B10 - Flow Assurance Study FAS report, are the main part of the technical documentation describing the temperature development in the Porthos wells. Furthermore, results and discussion of temperature in wells, near-well area and reservoir can also be found in B9: P18 Porthos well injectivity, B12: P18 CCS: Seismic risk evaluation, and B13: Well containment note. It should be noted that all these different temperature discussions are not always consistent, and it is unclear how the simulations have been coupled or integrated.

4.1 OLGA simulations of temperature

The B10 - Flow Assurance Study FAS report provides a description of how the operational envelopes have been derived from simulations using the known flow assurance constraints. The system in question contains three main system parts: 1) Low-pressure (LP) pipeline, 2) High-pressure (HP) pipeline and 3) Four injection wells (as seen in Figure 3).

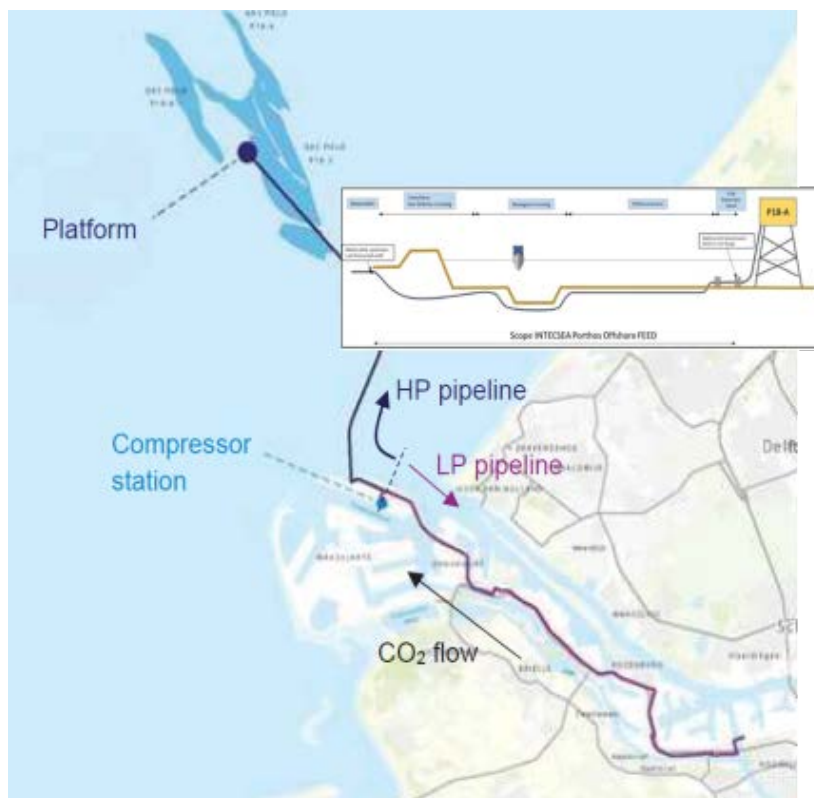


Figure 3: Overview of the Porthos CCS transport system.

The flow assurance constraints are:

- 1) Two-phase flow should generally be avoided to prevent increased pressure drop and liquid surges.
- 2) The annulus fluid temperature must not fall below 0°C to avoid freezing.
- 3) The instantaneous temperatures anywhere in the system must be higher than -40°C for the sake of pipe material integrity.
- 4) The bottom-hole temperature must be maintained at least 3°C above the hydrate formation temperature.

The main conclusions from the report are: In the LP pipeline, liquid will inevitably accumulate in low points due to impurities in the system, hence regular pigging will be necessary. In the initial period of operations (1-2 years), the HP pipeline must be operated in gas mode with fully open (or fully closed) valves. In this period, sufficiently high flow rates must be maintained to prevent liquid accumulation in the HP pipeline. After the initial period, when the HP pressure exceeds 40-50 bara, the HP pipeline must be pressurized to operate in dense phase mode (> 85 bara). Wellhead choking will now be necessary to maintain pressure, and this can potentially lead to low temperatures downstream the wellhead valve, especially in the early phase, when the reservoir pressure is low. Hydrate formation downstream well-head choke can be avoided using MeOH injection.

One of the primary flow assurance constraints on the operational envelope is the danger of hydrate formation in the near-wellbore region. The report suggests that the free water in the near-wellbore region might completely evaporate during the initial period, in which case there would be no real danger of hydrates in the near-wellbore region. This matter will be investigated in the future. In addition to providing operational envelopes, the report also provides general operational guidelines based on steady-state and transient simulations. These guidelines concern operations such as shut-in, restart, blowdown, switching between gas- and dense phase mode, etc.

Overall, the assumptions applied in the simulations are reasonable. In cases with uncertain assumptions, a "conservative" approach has generally been used, meaning that they aim to err on the side of caution. Consequently, the simulations should generally either be close to reality, or "pessimistic". There are however certain assumptions applied in the simulations that are not necessarily "conservative":

- The well injection indices used in the simulations are not well known, are only indicative based upon previous well production data. It is not clear how the values of the well injection indices influence the results.
- The wells have been simulated using pure CO₂, while the real system will contain impurities, and the implications of this simplification are unclear.
- In the well model, the width of the rock formation layer is set to 12.75 meters without justification, presumably implying that the temperature 12.75 meters from the well will not change significantly in the relevant time frame. This choice will influence the predicted temperatures in the tubing and is thus important for predicting the temperatures in the near-wellbore region, where there is a potential hydrate risk.

Furthermore, there are also some other, minor issues that could be taken into account: First, the simplified model used for establishing the operational envelopes does not appear to match OLGA-simulations as well as one might expect (section 6.5). This seems strange since the simplified model is based on OLGA-simulations. Secondly, the predicted temperatures downstream partially closed valves are known to be grid

dependent, where large cells will yield non-conservative values. It is not clear from the report whether this matter has been accounted for.

4.2 Near-well temperature development

The topic of near-well temperature development is discussed in section II, chapter 3.5 and 3.6 in the application document. A summary of the physical effects that can cause cooling of the reservoir is given, together with a presentation of some worst-case scenarios. The most important physical effects are the Joule-Thomson cooling, whereby a non-ideal gas cools down during expansion, and the evaporation cooling, whereby a liquid cools to supply the heat of evaporation. Possible effects of impurities in the CO₂ are briefly discussed, with reference to expected compositions supplied in the Porthos project.

Reference is made to several of the previous studies in the supplementary material. Temperature development downhole and in the reservoir is influenced by several factors including pressure and temperature of CO₂ at the wellhead, wellhead, flow rate, heat inflow along the well path, reservoir pressure, and well injectivity. Discussion of temperature development in the well and in the reservoir can therefore be found at several places, such as B10: Flow assurance study FAS report, B9: P18 Porthos well injectivity, and B12: P18 CCS: Seismic risk evaluation. The analysis of the various assumptions made in these studies is complicated by having to collect and compare information from the documents. Even if a list of models used in the studies is presented in section II, chapter 3.1 of the application, the boundary conditions and other assumptions important for the temperature modelling are not presented there.

Furthermore, results of near-well temperature development by DIANA simulations are shown in B13 Well containment note (section 15.3). Examples are given for a worst-case flowing CO₂ temperature of 15 °C, with further aperture calculation and flow modelling made with downhole temperature calculated with OLGA simulations.

Despite the apparent lack of a coherent use of boundary conditions, it is our opinion that the bottom-hole temperature and the influence of the injection of CO₂ at a lower temperature than the initial reservoir temperature are given a thorough discussion in the application and the supplementary material. All relevant physical effects have been discussed and evaluated. Complex non-linearities and differences in time and length scale between processes in the pipeline, well and reservoir are, however, at play. Analysing each subsystem in turn may therefore be necessary to enable a sufficiently detailed analysis. The topic of coupled (dynamic) well-reservoir simulations is very much of current interest among potential operators for CO₂ storage in depleted oil and gas fields. We can therefore hope for progress on this research topic in the coming years. The boundary conditions used for each subsystem for the current application could be better justified. Some of the ‘worst-case’ scenarios for near-well reservoir temperature development could be too unrealistic to provide useful guidance. But as it turns out the scenarios demonstrate that even if pushed beyond reasonable injection limits the integrity of the storage complex does not seem to be compromised.

4.2.1 Well operating regimes

A wide range of operating conditions for the injection wells are simulated and reported in B10. One of the primary goals is to avoid temperature in the near-well region dropping into the CO₂-hydrate stability region.

Combinations of operating parameters giving bottom-hole temperature (BHT) below 15 °C are therefore excluded from the list of valid combinations. This temperature limit takes into account the possibility of further decrease of CO₂ temperature if the pressure drop from the well out into the reservoir is large. This can happen in particular for high injection rates and low injectivity.

The analysis in B10 shows that the switch-over to high-pressure operation of the offshore pipeline should not be performed for too low reservoir pressures. In worst-case situations, little heat will be supplied from the formation along the well and CO₂ will be on the gas-liquid phase boundary line at the bottom of the injection well. BHT will then be given by the bottom hole pressure. In case of high injectivity and low difference between BHP and reservoir it is then important that the reservoir pressure is high enough that the corresponding temperature on the phase line is above the hydrate temperature. It is therefore recommended that the HP switch-over is not conducted before average reservoir pressure approaches 50 bar. However, this depends on injectivity, which will be carefully re-analysed during the initial injection.

Our opinion is that this seems to be a correct analysis and good design principles. However, there is a mix of units used throughout the supplied documentation when flow rates are discussed. The reader needs to juggle kg/s, t/h, Sm³/day, Mtpa, etc. It is recommended that a more unified use of units is attempted.

Comment: We could not find any illustration or discussion of the expected temperature drop in the CO₂ from the well into the reservoir (e.g. for combinations of injectivity, injection rate and reservoir pressure given by the base injection cases). This would be helpful in assessing whether the assumed BHT lower limit of 15 °C (and 22 °C for some wells) is indeed sufficient for maintaining CO₂ temperatures above the hydrate stability region also away from the wells.

4.2.2 Reservoir thermal modelling

Section II, chapter 3.6 of the application document shows an example of simulated temperature in the P18-2 reservoir at the end of the injection (figure 17). This is, however, the result of extreme assumptions regarding BHT, and is contradicted by all simulations on the effect of rising reservoir pressure on the CO₂ temperature at the well-reservoir interface. While the example serves to illustrate effects on reservoir pressure from post-injection heating of the CO₂, it would be more appropriate to use a more realistic 'worst case' BHT scenario. The worst-case scenarios used in the well injectivity report (B9) and seismic risk evaluation report (B12), on the other hand, never reach BHT much below 60 °C due to the high injection rate and corresponding high BHP. The base case simulations actually reach lower BHT (to about 50 °C) but also inject at lower rates. It is noted in the well injectivity report (B9) that transient effects on injectivity is not yet taken into account. These could be important for BHT calculation and therefore for injectivity.

We would support further analysis the effect of transient effects. Also, we would suggest a revised discussion in section II, chapter 3.6. Either argue better for the relevance of this 'worst-case' BHT or provide a more realistic 'worst-case' scenario.

Comment: The well injectivity report includes calculations for quite large pressure drops between well and reservoir. Large pressure drops would induce significant cooling of the CO₂. This effect is not discussed together with the injectivity discussion. It is noted, however, that the provided documentation elsewhere, e.g.

B10 flow assurance study, page 17, 82 and 110, assumes that the pressure drop will be low in real operations. As noted above we suggest that the simulated pressure drop between well and reservoir for the base injection cases is presented and discussed with relation to Joule-Thomson cooling in the reservoir. This topic is discussed in literature, also for the P18 reservoirs. See, e.g., Oldenburg, 2006, Mathias et al., 2010 and Creusen, 2018.

From the literature, it seems that the conclusions in the application regarding safety from hydrate formation and injectivity problems are correct. The TNO storage feasibility report (B7, p 51) notes that hydrate formation and its effect on injectivity remains a topic of further research, but that near-well hydrate formation, even if it should occur and lead to reduced injectivity, does not represent a risk for storage safety (B7, p 56). We see no reason to disagree with this conclusion.

4.3 Potential extrapolation of temperature measurements from packer to perforations using OLGA-results?

The local temperatures at the well perforations must be maintained above the hydrate formation temperature to prevent hydrates from clogging the system. And it is also important to accurately know the temperature and pressure at the sandface to calibrate reservoir models.

However, only the temperature at the packer can be monitored during operation. Depending on completion design, the packer will be located a certain distance (15 - 450 meters, as summarized in Table 1) from the perforations and will thus not be fully representative of the perforation temperature. The intention is therefore to amend the measured temperatures using temperature differences predicted by OLGA to obtain the perforation temperature. We cannot see that the expected accuracy of this extrapolation of well temperature is discussed in the application documents.

Comment: A potential major issue with respect to temperature monitoring is the distance from packer to perforations. This issue, and its potential implications, has not been addressed or discussed at all in the technical documentation or application.

Table 1: Summary of some well completion details and packer-to-perforation distance for the P18 wells

Wells	P18-2A1	P18-2A3	P18-2A5	P18-2A6	P18-4A2	P18-6A7
Status	planned	planned	planned	back-up	planned	back-up
Reservoir liner	7"	5"	5"	7"	7"	3.5"
Packer (MD)	3560 m	3700 m	4350 m	4405 m	4008 m	4866 m
Perfs (MD)	3575 m	4070 m	4796 m	4488 m	4083 m	4971 m
Distance	15 m	370 m	446 m	83 m	75 m	105 m

A pertinent question is thus: *To what extent can we trust the temperature differences predicted by OLGA?* It is not possible to provide a general answer to this question because there are several thousands of different scenarios to consider. We will however provide some general comments. The relevant temperature calculations in OLGA are a product of many factors, but the following factors are of particular importance:

- 1) The equation of state for the fluid system.
- 2) The heat transfer from the surrounding formation.

The applied equation of state is that of pure CO₂, while the actual composition will not be pure. As stated earlier, it is unclear how this will affect the temperature calculations, so we would recommend investigating this matter.

The heat transfer from the surrounding formation is modelled assuming that the temperature of the rock formation layer 12.75 meters from the casing equals the undisturbed geothermal temperature profile. This presumably reflects a situation that will occur after several years of production, where the formation close to the casing has been cooled down by the injected fluids. It is not clear from the document exactly what time scale has been used to come up with the value of 12.75 meters. However, assuming that this time scale covers the lifetime of the system, the prevailing heat flux should be lower than the actual heat flux. This means that the prevailing temperature extrapolation should be pessimistic if we ignore other uncertain factors. However, if the cooling affects a wider region around the well the assumptions in the model could end up give a larger simulated heat flux than in reality. The simulated CO₂ temperature could therefore be higher than in reality. As noted previously, we therefore suggest that the justification for the 12.75 m outer boundary should be investigated.

We can however not state with certainty that other uncertain factors, such as the equation of state, are negligible. Our recommendations on this are therefore as follows:

- 1) Find from the existing simulation results what the relevant temperature differences are (between the point of measurement and the point of interest). Since the extrapolation distances are relatively short, it may be that the extrapolation does not have a significant impact.
- 2) If the temperature extrapolation is potentially important, investigate the implications of the applied model simplifications, in particular with respect to the fluid composition.

4.4 Conclusions and recommendations

The temperature behaviour in the well and near-well region is for the most part thoroughly discussed and understood. However, there are several inconsistencies between results from different simulation tools and it is unclear how well integrated the overall approach is.

Furthermore, considering how important it will be to accurately know the temperature at the perforations, it is surprising that in some cases hundreds of meters of distance from the packer measuring point to the perforations and its potential implications are not addressed or discussed. The OLGA results are reliable, but there are several uncertainties that are not well understood.

Recommendation (major): A more in-depth study of temperature profiles in the bottom part of the well should be performed, with special emphasis on addressing the packer to perforations distance. For example, sensitivity studies of parameters such as thermal boundary conditions, CO₂ purity and injectivity indices, should be included to reduce uncertainty.

5 Leakage consequences in the overburden

As a whole, the application document examines in detail all possible leakage mechanisms, with comprehensive supporting analyses. The risks associated with each mechanism are also well documented. We thus agree with the conclusions arrived at in the application report. However, there are some minor issues that are discussed below.

5.1 Impact of shale in the overburden

A scenario of leakage into the overburden is that CO₂ may be diverted to high permeable formations by sealing clay layers, where shales swell/creep and thus close annuli (Application report, page 194).

We agree that small volumes of leaking CO₂ will probably be absorbed into the overlying aquifers, as reported. However, it should be noted that it is not documented that the P-18 overburden shales creep or form a sealing barrier. It is only commented that these shales are likely to swell, and yes, it is possible that these shales may creep and form a barrier, but this is only an undocumented assumption.

Comment: All creeping shales do not form sealing annulus barriers. The potential use of creeping shales to stop CO₂ leakages is not documented.

A thorough study of the shale formations occurring in the overburden at P-18 could be undertaken to confirm shale creeping/swelling predictions. This study should imperatively include laboratory creep testing (or build on analyses of such tests if already conducted on these rocks) and hydraulic conductivity reduction in hollow cylinder configuration (where annulus pressure can be applied and monitored). The reason for this is that it is still unclear just from mineralogy considerations, which shales lead to creep or no creep under identical stress conditions (Fjær et al., 2016; Brendsdal, 2017; Fjær et al., 2018).

5.2 Leakages through overburden

5.2.1 Geomechanical impact assessment

An assessment of the geology in terms of formation permeability and strength is made to evaluate the risk of failure and creation of a leakage path (report B16 on decommissioning design).

We agree that the presence of multiple sealing formations and high-permeability streaks that can function as spill points make for a negligible risk for leakage through the caprock. A good number of leak-off tests give a reasonable assessment of the fracture gradient in the area of interest and all the wells will be plugged with at least 50 m cement.

When assessing the caprock in terms of strength (Application document, 5.3.2, page 164), the worst case is if tensile stress is predicted to occur, as tensile strength of rocks is an order of magnitude lower than compressive strength. According to simulation results, cracks will not penetrate further than 10 metres into the sealing rock, out of a total minimum thickness of the sealing layer of 450 metres.

Caution must be taken in assessing fracture penetration into shale caprock. Depending on the numerical scheme used for the fracture modelling, the size of the predicted fracture may vary widely. Finite Element codes use different post-failure models to assess which elements turn into "fractured" elements, with reduced stiffness. Only discrete elements codes can then explicitly model fracture aperture growth and propagation, with quantitative prediction of final fracture penetration length. It should thus be justified how the 10 m fracture penetration length was arrived at, since a simple stress change distribution map would not capture stress concentration at the tip which may induce propagation beyond the zone where the background stress values are beyond the shale tensile strength limit.

5.2.2 Leakages along reactivated faults

Only large cooling seems to induce fault reactivation (Application report, page 203). No large-scale fault movement took place. This shows that the mechanical resistance of faults to fault movement in P18 is high, which is an argument to explain the absence of detected seismicity. In addition, during CO₂ injection, the stabilising effect of pressure recovery will be greater than any instability caused. The fault permeability might be enhanced by the stress effects from injection, but the fact that the faults were impermeable (sealing) before depletion forms a barrier against this. Lateral migration is also unlikely because of the extensive faulting of the reservoir. Potential reactivation at end of depletion (B7 storage feasibility main report, page 63): reactivation of faults is depending on the location in the reservoir. Consideration is given for footwall or hanging wall location. Reinjection is interpreted as reversing the situation to stable. Geochemical effects are also discussed in the B7 storage feasibility main report (page 72). A comparison is made to a natural CO₂ seep in Arizona. Temperature effects are discussed in terms of modelling a cooling front. Here, we will only focus on the accompanying analysis looking at stress drops in the overburden (B7 storage feasibility main report, page 75). The analysis is based on Coulomb stress drop and shows that there is no risk of reactivation in the caprock.

This is in agreement with recent simplified modelling of fault stress hysteresis (Rongved & Cerasi, 2019). However, absence of seismicity could be due to fine gouge acting as roller bearing, as noted in acoustic emission lab tests (Park et al., 2021). Also, the structure of the process zone is not taken into account, which may have connecting fractures. There are some statements that are unclear: for example, regarding fault permeability, what about possible stress hysteresis or permanent dilation? After slipping and gaining permeability, usually there is no guarantee of going back to low permeability, except perhaps on a geological timescale. Regarding reinjection reversing: what about possible stress hysteresis or permanent dilation? Again, there is no guarantee of going back to low permeability. However, Rongved & Cerasi (2019) also found that additional fracturing is improbable. The analysis is also conservative in that it does not attribute any cohesion to the fault (the failure line passes through the origin for 0 normal stress). Furthermore, expected weakening or not after exposure to CO₂ is highly dependent on the presence and nature of gouge, at the centre of the considered fault. Finally, looking at stress drops in overburden shale, it is unclear if an anisotropic shale model is taken into account or at least with worst case of mechanical properties (these vary with orientation). Thermal stress properties of shales are complex and different from sandstone (see Favero et al., 2016). It is not clear if this is taken into account, even though we agree that this is probably not a heightened risk.

The Arizona analogue could be discussed in more details in how it differs from P18. For reference, one may look at Gal et al., (2019) and Kloppmann et al., (2021). One mention is the extent of the fault, all the way to the surface, the second is the pressure in the reservoir and the volume of leaking CO₂. The report mentions that the Arizona case is leakage through the damage zone. We would like to see a discussion of, for example, whether there is a risk for creation of a connected damage zone in P18.

5.3 Leakage to surface

5.3.1 Environmental impact assessment of leakage to the surface

An assessment of P&A needs at shallow depths is presented (report B16 on decommissioning design). A well-by-well assessment will be made whether an environmental barrier will need to be placed near surface, the environmental plug should consist of 50 m of cement on a firm base or 100 m without a firm base. This shall be done when there is a risk of environmental pollution by fluids left in the well or if there is rock formation in direct communication with the sea.

Baseline environmental monitoring is included in the monitoring plan in Appendix D of report B7. However, the possible impact of CO₂ leakage on the environment is not discussed. We would have preferred to see a clear plan for conducting a baseline study of the marine environment and assessment of the consequences of different volumes of CO₂ discharged from wells at the sea floor. We also note that reliable baseline monitoring in a marine system such as the North Sea, with large seasonal and annual variations is not a trivial task and should be further elaborated. Please see e.g. the International Journal of Greenhouse Gas Control special issue on CCS and the marine environment, with results from the QICS project (IJGGC Vol. 38, 2015) or the more recent Dean et al., (2020) and Blackford et al., (2021) with results also from other research projects.

Furthermore, a worst-case scenario of leakage to the surface is given in the form of well blow-outs, where all barriers and valves fail, as well as the topside tree (Application report, page 192). It is assessed that for 3 months of uninterrupted free flow, with no depletion of the driving bottom hole pressure, the leak would lead to 112 ktons of CO₂ to be released. (This is the largest mass for the shortest well.) We would have preferred if the technical documentation indicated what the consequences for the sea / atmosphere of such a worst case scenario would be in terms of environmental impact (and economical impact), or clearly indicate that this question is outside of the scope of this application but needs to be planned in further work prior to start of injection operations. For example: How would this compare to baseline variations over 3 months (maybe seasonally varying)?

5.3.2 Monitoring for leakage to the sea

A monitoring plan is established with the following implemented techniques (Application, page 246):

- Gas bubble detection every 2 years;
- Pockmark detection using sonar (ROVs), compared to a reference measurement;
- CO₂ content in seawater samples, taken upon leak suspicion and compared to baseline;
- Seismicity using the national monitoring network.

Baseline may be difficult to establish and may entail a long campaign spanning several seasons or years. Global warming and overall ocean acidification will also have to be taken into account. As already mentioned above in the section on environmental impact assessment, we would have preferred if the technical documentation indicated whether baseline establishment is outside of the scope of this application but should stress that it needs to be planned in further work prior to start of injection operations. Analyses and implementation of such work should build on experience such as published in Blackford et al., (2021).

6 Main conclusions and recommendations

The technical work in the Porthos application is thorough and we agree with the main conclusions. There are some inconsistencies, unclarities and minor issues here and there, which could be addressed for further improvements, but the main conclusions are not affected.

We suggest one major recommendation that should be addressed:

- A more in-depth study of temperature profiles in the bottom part of the well should be performed, with special emphasis on addressing the packer to perforations distance. For example, sensitivity studies of parameters such as thermal boundary conditions, CO₂ purity and injectivity indices, should be included to reduce uncertainty.

Furthermore, we suggest two minor recommendations as well:

- Additional simulations should be performed to determine microannuli formation at the cement-rock interface, as well as to estimate the resulting microannuli apertures and CO₂ leak rates.
- Consider using DAS in non-active injection wells as part of microseismic and/or seismic monitoring.

7 References

Aas, B., Sørbø, J., Stokka, S., Saasen A., Godøy, R., Lunde, Ø., Vrålstad, T. 2016. Cement Placement with Tubing Left in Hole during Plug and Abandonment Operations. Paper IADC/SPE-178840-MS presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Fort Worth, TX, USA, 1-3 March

Algeroy, J., Lovell, J., Tirado, G. et al. 2010. Permanent Monitoring: Taking It to the Reservoir. *Oilfield Review*, Spring 2010, 34-41

Bale, D.S., Satti, R.P., Failla, R., Harper, J., Raggio, J. 2020. Recent Advances in Downhole Fiber Optics Modeling & Analytics: Case Studies. Paper SPE-200826-MS presented at the SPE Western Regional Meeting originally scheduled to be held in Bakersfield, California, USA, 27 April – 1 May 2020. Due to COVID-19 the physical event was postponed until 20 - 22 April 2021.

Blackford, Jerry, Marius Dewar, Tony Espie, Sara Wilford, and Nicolas Bouffin. 2021. Impact Potential of Hypersaline Brines Released into the Marine Environment as Part of Reservoir Pressure Management. *Available at SSRN 3821554*

Bois, A.-P., Garnier, A., Rodot, F., Sain-Marc, J., Aimard, N. 2011. How to Prevent Loss of Zonal Isolation Through a Comprehensive Analysis of Micro-Annulus Formation. *SPE Drilling & Completion* **26** (01). Paper SPE-124719-PA.

Bois, A.-P., Garnier, A., Galdiolo, G., Laudet, J.-B. 2012. Use of a Mechanistic Model to Forecast Cement-Sheath Integrity. *SPE Drilling & Completion* **27** (02). Paper SPE-139668-PA.

Bois, A.-P., Vu, M.-H., Noël, K., Badalamenti, A., Delabroy, L., Théron, E., Hansen, K. 2019. Evaluating Cement-Plug Mechanical and Hydraulic Integrity. *SPE Drilling & Completion*, **34** (02). Paper SPE-191335-PA

Brendsdal, Are Olav Eriksen. 2017. The capacity of creeping shale to form an annular barrier. Master Thesis at NTNU, submitted August 2017.

Brunet, J.-P.L., Li, L., Karpyn, Z.T., Huerta, N.J. 2016. Fracture opening or self-healing: Critical residence time as a unifying parameter for cement-CO₂-brine interactions. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **47**, 25-37

Carey, J.W., Wigand, M., Chipera, S.J., WoldeGabriel, G., Pawar, R., Lichtner, P.C., Wehner, S.C., Raines, M.A., Guthrie Jr, G.D., 2007. Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO₂ exposure from the SACROC Unit, West Texas, USA. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **1**, 75-85

Carrol, S., Carey, J.W., Dzombak, D., Huerta, N.J., Li, L., Richard, T., Um, W., Walsh, S.D.C., Zhang, L., 2016. Review: Role of chemistry, mechanics, and transport on well integrity in CO₂ storage environments. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. **49**, 149-160

CCS and the Marine Environment. 2015. Special issue of the International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 38, 2015.

Corina, A.N., Skorpa, R. Sangesland, S., Vrålstad, T. 2021. Simulation of fluid flow through real microannuli geometries. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. **196**, 107669

Creusen, M.C.M. 2018. Near wellbore effects induced by CO₂ injection and the influence of injectivity in depleted gas reservoirs. MSc Thesis, TU Delft

Dean, M., Blackford, J., Connelly, D. Hines, R. 2020. Insights and guidance for offshore CO₂ storage monitoring based on the QICS, ETI MMV, and STEMM-CCS projects. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 100, 2020.

Favero, V., Ferrari, A., Laloui, L. 2016. Thermo-mechanical volume change behaviour of Opalinus Clay. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 90 (2016): 15-25.

Fjær, E., Folstad, J. S., Li, L. 2016. How Creeping Shale May Form a Sealing Barrier around a Well. Paper ARMA-2016-482 presented at the 50th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Houston, Texas, June 26, 2016.

Fjær, E., Larsen, I. 2018. Shale as a sealing barrier around deep wells. In ASME 2018 37th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, 2018.

Gal, F., Proust, E., Kloppmann, W. 2019. Towards a Better Knowledge of Natural Methane Releases in the French Alps: A Field Approach. *Geofluids* 2019

Garcia Fernandez, S., Matteo, E.N., Taha, M.R., Stormont, J.C. 2019. Characterization of wellbore microannuli. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 62: 13-25.

Gardner, D., Volkov, M., Greiss, R-M. 2019. Barrier Verification During Plug and Abandonment Using Spectral Noise Logging Technology, Reference Cells Yard Test. Paper SPE/IADC-194075-MS presented at the SPE/IADC Drilling International Conference and Exhibition held in The Hague, The Netherlands, 5-7 March 2019

Kloppmann, W., Gal, F., Blessing, M. and Fléhoc, C. 2021. Carbon isotopes of vegetation as proxy of natural or anthropogenic gas seeps (No. EGU21-2655). Copernicus Meetings.

Mathias, S.A., Gluyas, J.G., Oldenburg, C.M., Tsang, C.-F. 2010. Analytical solution for Joule-Thomson cooling during CO₂ geo-sequestration in depleted oil and gas reservoirs. Lawrence Berkeley National Laboratory.

Moghadam, A., Castelein, K., ter Heege, J., van der Valk, K., Orlic, B., Wollenweber, J. 2020. Large-scale laboratory investigation of the microannulus behaviour in the casing-cement interface. Paper ARMA 20-1325 presented at the 54th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Golden, Colorado, USA, 28 June – 1 July 2020.

Nygaard, R., Salehi, S., Weideman, B., Lavoie, R. 2014. Effect of Dynamic Loading on Wellbore Leakage for the Wabamun Area CO₂-Sequestration Project. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 53 (01), SPE-146640-PA

Oldenburg, C.M. 2006. Joule-Thomson cooling due to CO₂ injection into natural gas reservoirs. Proceedings from TOUGH Symposium 2006, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, May 15-17.

Orlic, B., Van Thienen-Visser, K., Schreppers, G.-J. 2016. Numerical estimation of structural integrity of salt cavern wells. Paper ARMA 16-479 presented at the 50th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Houston, Texas, USA, 26-29 June 2016

Orlic, B., Chitu, A., Brunner, L., Koenen, M., Wollenweber, J., Schreppers, G.-J. 2018. Numerical investigations of cement interface debonding for assessing well integrity risks. Paper ARMA 18-1298 presented at the 52nd US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Seattle, Washington, USA, 17-20 June 2018

Park, J., Griffiths, L., Dautriat, J., Grande, L., Rodriguez, I.V., Iranpour, K., Bjørnarå, T.I. et al. 2021. Induced-seismicity geomechanics for controlled CO₂ storage in the North Sea (IGCCS). Available at SSRN 3819665 (https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3819665)

Raab, T., Reinsch, T., Aldaz Cifuentes, S.R., Hennings, J. 2019. Real-Time Well-Integrity Monitoring Using Fiber-Optic Distributed Acoustic Sensing. *SPE Journal*. SPE-195678-PA

Rongved, M., Cerasi, P. 2019. Simulation of stress hysteresis effect on permeability increase risk along a fault. *Energies* 12, no. 18 (2019): 3458.

Schreppers, G. 2015. A framework for wellbore cement integrity analysis. Paper ARMA 15-349 presented at the 49th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, CA, USA, 28 June- 1 July 2015

Skadsem, H.J., Gardner, D., Beltrán-Jiménez, K., Kragset, S., Delabroy, L., Ruckert, F. 2020. Fluid Migration Characterization of Cemented Sections Retrieved from a North Sea Production Well. Paper SPE/IADC-199663-MS presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in Galveston, Texas, 3-5 March

Skorpa R., Vrålstad, T. 2018. Visualization of Fluid Flow Through Cracks and Microannuli in Cement Sheaths. *SPE Journal*. 23(04), SPE-180019-PA

Skorpa, R., Vrålstad, T. 2020. Leakages through radial cracks in cement sheaths: effect of geometry, viscosity and aperture. Paper OMAE2020-18496 presented at the ASME 2020 39th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, June 28 – July 3, 2020, Fort Lauderdale, FL, USA

Stormont, J.C., Garcia Fernandez, S., Taha, M.R., Matteo, E.N. 2018. Gas flow through cement-casing microannuli under varying stress conditions. *Geomechanics for Energy and the Environment*, 13: 1-13

Therond, E., Bois, A-P., Whaley, K., Murillo, R. 2017. Large-Scale Testing and Modeling for Cement Zonal Isolation in Water-Injection Wells. *SPE Drilling & Completion*, 32 (04), SPE-181428-PA

Vrålstad, T., Skorpa, R., Opedal, N., De Andrade, J. 2015. Effect of Thermal Cycling on Cement Sheath Integrity: Realistic Experimental Tests and Simulation of Resulting Leakages. Paper SPE-178467-MS presented at the SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium held in Banff, Alberta, Canada, 23-25 November

Vrålstad, T., Saasen, A., Fjær, E., Øia, T., Ytrehus, J.D., Khalifeh, M. 2019. Plug & abandonment of offshore wells: Ensuring long-term well integrity and cost efficiency, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, 478-491

Vrålstad, T., Skorpa, R. 2020. Digital Cement Integrity: A Methodology for 3D Visualization of Cracks and Microannuli in Well Cement. *Sustainability*, 12, 4128

Wu, Q., Nair, S., Shuck, M., van Oort, E., Guzik, A., Kishida, K. 2016. Advanced Distributed Fiber Optic Sensors to Monitor Cement Hydration and Detect Annular Hydrocarbon Migration for Enhanced Zonal Isolation. Paper SPE-181429-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dubai, UAE, 26-28 September 2016

Zhang, M. and Bachu, S. 2011. Review of integrity of existing wells in relation to CO₂ geological storage: What do we know? *International journal of greenhouse gas control*. 5, 826-840

Appendix: List of available documents for review

Main application document:

Application for a CO₂ storage permit reservoir P18-2

- Section I: Framework for the Application for a CO₂ storage permit reservoir P18-2
- Section II: Description of CO₂ Storage reservoir P18-2
- Section III: Risk Management Plan for the Integral P18 storage complex
- Section IV: Monitoring Plan for the Integral P18 storage complex
- Section V: Corrective Measures Plan for the Integral P18 storage complex
- Section VI: Closure Plan for the Integral P18 storage complex

Technical documentation (Bijlagen):

- B7 CO₂ storage feasibility in the P18-2 depleted gas field (TNO, 2019)
- B8 Storage Capacity Technical note (Porthos, 2020)
- B9 P18 Porthos well injectivity (Porthos, 2020)
- B10 Flow Assurance Study FAS report (TNO/Porthos, 2021)
- B11 Injection plan Porthos (Porthos, 2021)
- B12 P18 CCS: Seismic Risk Evaluation (Fenix, 2021)
- B13 Well containment note (Porthos, 2020)
- B14 P18 Core Test Evaluation (Fenix, 2020)
- B15 Porthos Basis of completion design (TAQA, 2019)
- B16 Porthos Basis of decommissioning design (TAQA, 2019)

Additional documentation:

- B. Willemsen (2020). 4D Screening Porthos
- Geophysical Evaluation P18 report (TAQA, 2018)
- P18 Slugging study for CO₂ transport through pipeline to P18 platform (TNO, 2020)



Technology for a better society

www.sintef.no



NORCE Norwegian Research Centre AS
www.norceresearch.no

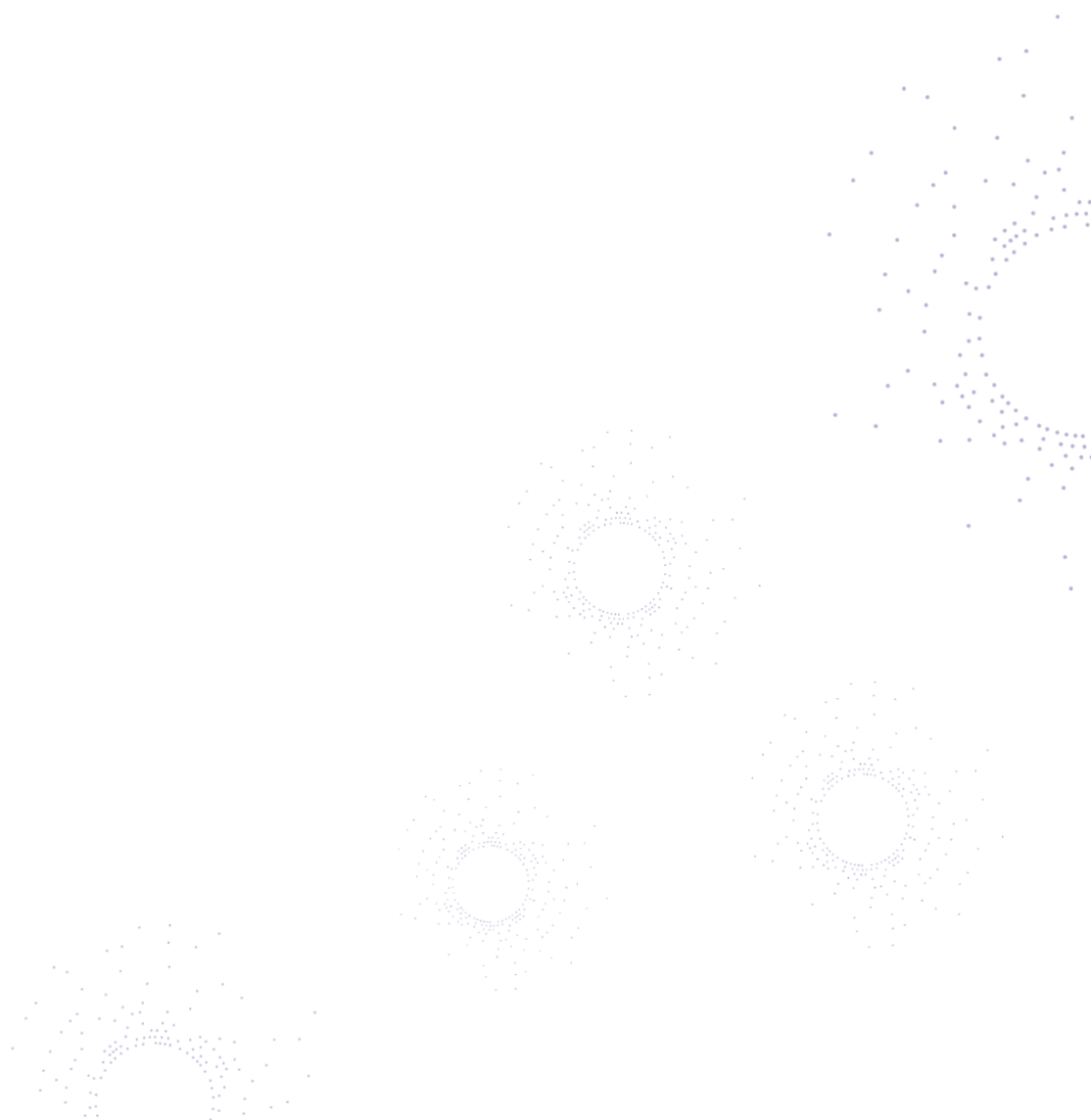
Porthos CCS storage permit review

Final technical assessment and recommendations

Authors:

Sarah E Gasda, Lars Kollbotn, Kirsti Midttømme, Roman Berenblyum, Arvid Nøttvedt

Report 104192-01



Rapporttittel/ Report title	Technical review and recommendations Porthos CO ₂ -storage permit application
Prosjektnummer/ Project No	104192
Institusjon/ Institution	NORCE Energy
Oppdragsgiver(e)/ Client(s)	Dutch State Supervision of Mines SSM
Rapportnr/ Report No.	104192-01
Antall sider/ No. of pages	38
Publiseringsdato/ Date of publ.:	June 2021
Stikkord/ Keywords	CO ₂ storage; depleted gas storage; leakage risk; storage integrity risk; monitoring; storage integrity modeling; Porthos CCS
Disclaimer/ Disclaimer	

NORCE cannot be held liable for expert opinion provided if the Porthos project experiences anomalies that are due to operation outside of the envelope presented in the permit documents or due to factors that could not be reasonably predicted given the current state of knowledge for CO₂ storage operations and monitoring.

1 Table of Contents

1	Purpose of this review	3
2	Executive Summary	4
3	Reservoir behaviour and risk identification	5
3.1	Introduction and highlights.....	5
3.1.1	Assessment highlights:.....	5
3.1.2	Recommendation Summary	6
3.2	Reservoir behaviour	7
3.3	Modelling assumptions and predictions.....	8
3.3.1	Characterization of storage complex	8
3.3.2	Sub-surface modelling	8
3.3.3	Thermal modelling	11
3.3.4	Geomechanics and fault stability and caprock breach	12
3.4	Risk identification.....	15
3.5	Mitigation measures	15
4	Role of Reservoir Monitoring and Modeling	16
4.1	Introduction and highlights	16
4.1.1	Assessment highlights.....	17
4.1.2	Recommendation summary:.....	18
4.2	Monitoring assumptions and plan	19
4.2.1	Draft Monitoring Plan	19
4.2.2	Monitoring of sub-area Operational.....	20
4.2.3	Monitoring sub-area Distribution of CO ₂ in the reservoir:	21
4.2.4	Monitoring sub-area Leakage paths and integrity.....	22
4.2.5	Monitoring Plan	23
5	Secondary focus area	25
5.1	Summary	25
5.2	Ultimate leakage potential of the P-18 site	26
5.2.1	Background	26
5.2.2	Implications for the P-18 site.....	32
5.2.3	Accessing leakage pathways	33
5.2.4	CO ₂ evolution in secondary aquifer	34
5.2.5	Recommendations	35

1 Purpose of this review

This report describes the expert review of the Porthos CO₂ storage application at the request of the Dutch State Supervision of Mines (SSM). The technical review has been carried out based on the reports provided: the main application and annexes. Some additional documents were obtained during the course of the contract in communication with SSM that provided additional clarification.

This report is centered around two primary review focus areas: (1) Reservoir behavior and risk identification; and (2) Role of reservoir monitoring and modelling. A secondary review focus was also addressed regarding impact assessment of leakage and role of relative pressure differences. This report represents a final assessment of the operational and monitoring plans that addresses questions within the primary and secondary focus areas requested by SSM. Recommendations for improvements in each focus area are provided based on the available knowledge.

The review is limited to assessment of the modeling approach and subsequent monitoring plans as they are presented in the permit documents. An independent verification of the modeling and analysis of results provided by the storage permit application is outside the scope of this work. In addition, our verification is limited to reviewing technical risks and safe operations with respect to the storage reservoir and seal integrity, while evaluation of risks related to human health and safety are not addressed herein.

The storage permit application and associated annexes is a lengthy set of documents, and it is not our intention to provide a line-by-line analysis. In our assessment, we examine if the storage permit application addresses the main questions related to storage risk in a technically sound manner, i.e. whether the approach taking by Porthos and the conclusions they reached on storage risk are based on the best available knowledge. The main permit application is predominantly a high-level summary that contained very little technical detail. We reviewed the annexes when necessary to understand the technical assumptions and underpinnings to the conclusions stated in the main permit application. In the event of inconsistencies, the main permit application is taken as predominant

In our assessment, we observed in several cases a lack of clarity regarding the underpinnings to conclusions of the Porthos application with regard to risk of leakage or undesired seismic events. In these cases, conclusions themselves are plausible based on the results shown, but it is more difficult to assess the validity based on the provided information related to parameter selection and model input. We have pointed out how this uncertainty could be reduced to bolster the conclusions and leave it up to SSM to determine if further details are to be obtained.

We emphasize that the assessment and subsequent recommendations provided in this review have been carried out based on NORCE expertise and on the best available knowledge in CO₂ storage. We note that there have been no full-scale CCS projects to date that have injected CO₂ into depleted gas reservoirs similar to Porthos where the extent of reservoir depletion is a major factor affecting reservoir cooling under CO₂ injection.

2 Executive Summary

The Porthos storage project is characterized by CO₂ injection into a depleted gas reservoir. Injected CO₂ will be stored in a closed structural trap that previously contained natural gas. The pressure depletion due to historic gas production is substantial and therefore the reservoir will undergo cooling due to Joule-Thomson effects. The reduction in temperature, although localized, will likely lead to thermal fractures. One focus of the Porthos permit application is understanding the thermal impacts on storage integrity risk through modeling and designing a monitoring plan. The main findings of this review can be summarized as follows.

Chapter 3: The Porthos permit application has followed an acceptable and reasonable approach to identifying, modeling and mitigating risks to storage integrity. Industry standard practices and tools are applied when available. The current understanding of the reservoir is as good as can be expected given that (a) there are limits on transferring reservoir understanding based solely on gas depletion to CO₂ injection with regard to thermal and seismic impacts and (b) there are no other existing CO₂ storage projects into substantially depleted gas reservoirs. Therefore, the true behavior of thermal fracturing and fault stability coupled to CO₂ injection is highly uncertain and can only be better constrained with monitoring data once storage operations have commenced.

Chapter 4: The core of the Porthos modeling-monitoring program for storage integrity is to measure pressure and temperature in the wellbore, which can be used to infer response of the reservoir to re-pressurization and cooling by applying the models. The bulk behavior of the reservoir can be followed sufficiently with this approach, i.e. the reservoir pressure at datum is maintained within the prescribed limits and the temperature limits are respected to ensure reservoir cooling does not propagate beyond the bounds determined by the modelling. However, the details of the evolution of thermal fractures in the reservoir/caprock and the impact of cooling on fault stability will be lacking. Microseismic monitoring can be a valuable addition in order to calibrate the thermal fracturing models and fault stability models and produce a high degree of uncertainty for the modeling-monitoring plan.

Chapter 5: The main feature of the Porthos application is the imposed upper limit on reservoir pressure of 351 bar at a prescribed datum (3,400 m). This limit is equal to the pressure in the hydrostatic surroundings and significantly lower than the virgin reservoir pressure (pre-production). Porthos argues that 351 bar is selected in order to maintain a pressure barrier with respect to the surroundings, and as such CO₂ cannot escape through any vertical leakage pathways that may evolve along wells, faults or through the caprock due to reservoir cooling. We find a major flaw in this argumentation and show that the choice of 351 bar at datum (3,400 m) will result in an overpressure of approximately 8 bar in the CO₂ fluid phase with respect to the surroundings at the shallowest depth in the reservoir (approx. 3,200). This implies that at the end of injection CO₂ will leak if a fracture or micro-annulus exists. There is also a risk that this overpressure will increase over time due to long-term equilibration with the surroundings, but this is secondary and highly uncertain. We recommend that the pressure limit be lowered in order to maintain the pressure barrier at all locations in the storage complex. Alternatively, Porthos may keep the 351 bar limit, but then a revised monitoring-modeling plan is needed to control for leakage to overlying water-bearing aquifers.

3 Reservoir behaviour and risk identification

3.1 Introduction and highlights

This chapter focuses on three subjects: a) The reservoir behaviour in response to the proposed CO₂ injection (fluid migration, pressure evolution), b) The impact of Joule-Thompson cooling effects due to the depressurization behaviour of CO₂ during injection in the reservoir, and (c) the caprock integrity in response to the fluid pressure, rock temperature and stress evolution.

The main questions addressed are:

1. Is the reservoir behaviour sufficiently understood for risk identification?
2. Are modelling assumptions and modelling predictions viable?
3. Are the risks for integrity of storage-complex (reservoir, caprock and faults) well identified?
4. Can the risk (leakage) be mitigated (operational measures) if failure of barrier is suspected?

We organized our response to these questions in sub-sections below. Our approach was to examine the permit documents holistically as there are many components involving geology, geophysics, geomechanics, reservoir engineering, numerical simulation, etc. that are combined to assess risk. We do not perform a line-by-line assessment, but rather highlight specific aspects that we found relevant for discussion. References to the annex (Bijlage) are made where necessary.

We note that our evaluation in this section is constrained by the assumption made by Porthos that a pressure barrier is maintained with respect to the reservoir surrounding at the end of injection. A pressure barrier implies that the direction of the pressure gradient, and therefore the direction of flow, is inwards into the reservoir from the surroundings. This assumption is based on the reference pressure being constrained to 351 bar at a datum depth of 3,400 m. Porthos argues that this operational bandwidth is sufficient to ensure that if or when a leakage pathway is created due to thermal effects, CO₂ cannot escape due to a pressure barrier created by the higher-pressure surroundings. (This is notwithstanding the exception of locally higher bottomhole pressure (BHP) at the wells during the later phase of injection which is temporary and limited in magnitude, see Stage 3, Figure 23, Bijlage 13 for more clarification). In this section, we focus on the methods, assumptions and conclusions regarding risk identification and mitigation if a pressure barrier was truly in place as assumed. We argue in Chapter 5 that this assumption is poorly grounded and provide a more detailed assessment and separate recommendation in that chapter.

3.1.1 Assessment highlights:

- We are generally convinced that all risks have been identified and characterized according to the best available knowledge.
- The analysis is kept simple when possible, while putting emphasis on complex modeling and simulation on the most important risks related to thermal effects.
- The assessment generally follows industry practice, commercial modeling tools are used, no red flags.
- We identified several shortcomings related to coupled thermal-hydro-mechanical (THM) modeling. This adds uncertainty to the Porthos modelling outcomes, but the impact of this

uncertainty on Porthos conclusions is difficult to judge given the highly nonlinear and complex behavior of coupled THM processes. That said, improving modelling by taking a more sophisticated approach is unlikely to resolve the general difficulties with predicting behavior of a geologic system without previous data under similar conditions. There is very little seismic activity and negligible thermal effects under gas depletion to help calibrate the models. Therefore, it is necessary to be cautious when interpreting the results as predictive, and to update the models as data are obtained under CO₂ injection.

- In terms of monitoring data required to calibrate the THM models, Porthos has stated that well data (temperature and pressure) are sufficient for model calibration. We do not agree. Well data can indicate fracturing is occurring in the reservoir, but the fractures themselves cannot be calibrated uniquely from pressure/temperature data alone. In addition, pressure/temperature data are not sensitive to caprock breach or fault instability. A reliable calibration of thermal behavior is not feasible without additional data, such as microseismic data.
- The disjointed approach performed by several different parties does not build confidence that the Porthos team themselves have full control over all the components.

3.1.2 Recommendation Summary

Suggested recommendations:

- While we agree that the operational bandwidths are correctly defined to mitigate risk of leakage from the P-18 site, we nevertheless recommend that Porthos consider the added value of additional monitoring data, in particular microseismic monitoring, to calibrate the coupled thermal-geomechanical models. Sufficient calibration of these models is needed to understand and characterize the failure of the barriers with regard to fractures or fault stability. Better calibrated models can increase confidence that the operational limits on temperature continue to be valid and appropriate throughout the storage project. We emphasize that a loss of integrity by caprock breach or fault slip are themselves not an indication of leakage risk as long as a pressure barrier is maintained at the completion of the injection period. The well data (temperature and pressure) is sufficient to ensure that a pressure barrier is maintained and leakage is mitigated in the event of integrity loss.
- A major criticism is the lack of an integrated workflow connecting all the elements: flow modelling thermal modelling, geomechanical assessment, flow assurance, wellbore leakage, etc. that form the core of the risk assessment and mitigation planning. The workflow is clearly ad-hoc and reduces confidence. In the event of an anomaly or suspected failure, a main concern is the ability of Porthos to activate a workflow to identify the behavior and take remediative action, and to do so in a timely manner. The transfer of information between different components introduces user error which is very difficult to pick up. In addition, the plethora of different units used throughout the permit documents by itself would make it hard and error-prone to restart the process if and when needed. These hard to predict errors could be small or large. We suggest that the Porthos team build an integrated workflow that unifies the learnings into a single and simplified process that uses fewer disparate models, grids, and software. A process that is more streamlined will be easier to apply for understanding the source of anomalies if they occur.

3.2 Reservoir behaviour

Question: *Is the reservoir behaviour sufficiently understood for risk identification?*

Our assessment with regard to this question is strongly linked to the modelling assumptions and predictions discussed later in Section 3.3, which delves into more of the details on different components to reservoir behavior including pressure, fluid flow, thermal, geomechanical effects. However, here we have evaluated where Porthos has correctly identified risks from a high-level understanding of reservoir behavior.

Assessment:

- CO₂ storage into a depleted gas reservoir gives the advantage of a production history that allows for a higher level of understanding of reservoir behavior at the outset than for CO₂ storage in an untested saline aquifer. History matched models, reservoir response to depletion, behavior of faults are all aspects provide valuable information and gives a great deal of confidence to the prediction of the system under CO₂ storage.
- CO₂ storage in a closed structural trap leaves very little room for uncertainty as to where the CO₂ will migrate once injected into the reservoir, i.e. CO₂ will accumulate in the same way that natural gas was trapped for geologic time¹. The closed storage setting of the P-18 site allows for a greater degree of flexibility in the approach to understanding reservoir behavior, which the Porthos project has rightly taken advantage of in performing their assessment of risk. For instance, there is no emphasis on the impact of heterogeneity on CO₂ flow as small variations in the rock permeability/porosity and associated properties will have little bearing on the eventual CO₂ accumulation in the structural trap. This reduces the complexity of the modeling and eliminates the need for many simulations exploring heterogeneity. Also, the choice to store CO₂ defined structural closure means there no possibility of CO₂ reaching a "spill point" and migrate away from the original structure into other zones that could incur more risk.
- The greatest risk in moving from gas production to CO₂ storage is the thermal effects due to injection of pressurized CO₂ into a low-pressure reservoir. Porthos was correct to address this issue thoroughly in a series of studies that identified and assessed the impact of thermal effects on risk of leakage and seismicity. Several modeling studies were performed. We agree that all risks due to cooling of the reservoir have been identified. Section 3.3.3 discusses in more detail the assumptions and predictions of the thermal modelling.

Recommendation:

- Risk identification has been satisfactorily performed. There are no shortcomings of significance at this high-level view.

¹ This is barring any leakage pathways introduced by operation of the field as both in gas production and in CO₂ storage. This aspect is addressed further later.

3.3 Modelling assumptions and predictions

This section addresses the question: *Are modelling assumptions and modelling predictions viable?*
The review covers the following modeling components:

- Characterization of the storage complex
- Sub-surface modeling
- Thermal modeling
- Geomechanics and fault stability

An assessment and recommendation are provided for each component specifically.

3.3.1 Characterization of storage complex

The storage complex is described in Section II (chapter 2) of the Application Document, with additional information provided mainly in Annex (Bijlage) 7 (partly also in Annex 8). The documentation provides geological description of the region, the storage reservoir(s), the caprock and the overburden formations, including consideration of potential migration routes in case of CO₂ spilling or leakage.

Assessment: We find the characterization and documentation of the storage complex as a whole (i.e., application document + Appendix 7) is adequate and sufficient to qualify the complex for CO₂ storage. Relevant items are covered, and text and figures are sufficiently clear and understandable. Evaluations follow good industry standards. The evaluations are also backed by a wide-ranging set of references (Appendix 7).

Recommendations: For better completeness, an excerpt of “Migration paths” (Chapter 11 in Annex 7) could be included in the application document.

3.3.2 Sub-surface modelling

Sub-surface modelling in this context shall include:

- Construction of the geological framework based on seismic interpretations (of faults and surfaces) and well-log data (the static model).
- Assessment of petrophysical properties based on core measurements and well-log interpretation and distribution of such parameters within the storage reservoir.
- Establishment of dynamic (simulation) model(s) with up-scaling of reservoir parameters.
- Simulation of production history (history-matching) and forecasting of CO₂ storage performances.
- Well performance evaluations (injectivity)

The reservoir modelling is described in Chapter 3 of Section II in the Application document, and in Annex 8.

The static modelling is based on the Petrel (®Schlumberger) platform, while the dynamic modelling has been done in two versions:

- Eclipse 300 (®Schlumberger) for history-matching and isothermal forecasting (at initial reservoir temperature)
- GEM (®Computer Modelling Group) for forecasting included temperature effects.

In addition to the static and dynamic modelling, reservoir volumetric analyses have been verified using industry recognized P/Z curves.

Assessment: The sub-surface modeling has been performed based on well-established software applications and done in accordance with industry practice. The CO₂ trapping assessment tool (PetroCharge Express of IES) used in the CO₂ migration analysis is unknown to us, and we are thus not in the position to qualify its applicability. The potential migration routes in case of spilling (due to overfilling), leakage through faults and/or leakage along wells have however been properly identified and evaluated.

Formations, faults and compartments are adequately described and illustrated. The resolution of the geological structure grid of 50 by 50 m laterally and an average of approximately 4 m vertically in the key formations appears adequate for capturing the main heterogeneities, taking well spacing and inherent parameter distribution uncertainty into account.

Even though the sub-surface evaluations are of lesser details than one would expect for an oil and gas greenfield (or brownfield) development, we consider it fit for the purpose of a CO₂ storage project.

The reservoir parameters have been distributed using statistical Kriging (a well-recognized industry practice). It appears though that only one realization of the reservoir has been brought forward to the dynamic modelling, history matched and used for further evaluation. Ideally, a few more realizations could have been tested, at least through the history matching, potentially giving more credibility to the realization selected. However, taking the long production history into account, and the fact that reservoir volume by compartment will be the main history-matching parameter for this field type, it's unlikely that an alternative realization would bring along another conclusion with respect to the quality and feasibility of the reservoir as a CO₂ storage.

The quality of the presented history-match is acceptable. Using volume multipliers on regional (compartment) basis is commonplace, but the multiplier used for Compartment III (P-18-2-A6ST1) of 0.75 is a bit excessive. A common range is between 0.9 and 1.1, however numbers outside of this range are possible in consultation with a reservoir geologist. Moving the seemingly arbitrary placed artificial barrier (Intra_3) between Compartment III and IV would be more credible (Application Document, Section II, Figure 7). However, since Compartment III is considered to be isolated and for now is not included for storage, this is not a vital issue.

Only one PLT is reported – taken in P18-2-A5S1 well (no mentioning of date), upon which the overall balance of reservoir quality (permeability-thickness values) between formations appears to have been tuned. This may be considered a weakness in the reservoir qualification, as monitoring of the CO₂ distribution is part of reservoir surveillance plan and may also be important in view of calculation temperature distribution and thermal effects.

There appears to be some level of inconsistency between the dynamic modelling work presented in the Application Document compared to the report given in Annex 8. This applies to the

modelling software used (GEM vs Eclipse 300), and also to the settings of well performance (injectivity indices).

The well performance (productivity/injectivity) evaluations are reported in Annex 9 and only briefly mentioned in the Application Document. The evaluations are mainly done by pressure transient analysis (PTA), using the well-known Saphir software (®Kappa), an industry standard approach. Both analytical and numerical methods have been applied. The behavior of the pressure transients is explained by the presence of high permeability sand lenses in the vicinity of the wells. We are somewhat hesitant to this explanation, as in our opinion (based on a quick look) the PTA derivative might just as well signify nearby flow barriers (e.g. sub-seismic faults). However, being one or the other or combination of both, we find it hard to believe that this will be a significant issue with respect to well capacity conclusions.

The PTAs and the following inflow performance (IPR) analyses (multi-rate tests) and Rate Transient Analysis (RTA) indicate some variation in well skin factor over the production history, which could be due to condensate banking and/or precipitation of fine in well vicinity. However, the variation is not severe and should not cause concern. Any condensate in the vicinity of the wells should be rapidly dissolved and removed once the CO₂ injection starts.

The well injectivity calculations have only been done for high temperature (60 °C), not for the low temperature (15-20 °C) likely to occur during the transition from gas phase to dense phase injection. Even though this shall not alter any conclusions, we believe it should be done for sake of completeness. Beyond that, we support the steps taken to quantify and qualify the well injection performances and concur with the conclusion that sufficient well capacity is available to meet the CO₂ supply.

Recommendations: In order to enhance the reservoir models with respect to the reservoir quality and injectivity in the different formations, and thus be in a better position to estimate the distribution of the CO₂ plume, we recommend a PLT (Production Logging Tool) program be included in the Monitoring Plan.

Care should be taken to ensure collection of sufficient downhole pressure, temperature and rate data to enable transient pressure analyses of planned (and sporadic) well shut-ins, and potentially also well start-ups. All pressure and temperature records (or at least a representative sub-set) should be kept on file for the duration of the project to enable time-laps analyses in order to potentially reveal any dynamic changes to the reservoirs structure and/or properties as cooling and pressure increase take place. Proper pressure, temperature and rate measurements on individual well basis are instrumental in maintenance of the dynamic reservoir models and thus the monitoring of the CO₂ storage.

For sake of completeness a well injectivity calculation (Prosper software) for the low pressure, low temperature (e.g. 30 bar, 20 °C) should also be presented.

The well injectivity evaluations presented in Annex 9 should be more elaborated/documentated in the Application Document.

A more uniform presentation of the dynamic modeling between the Application Document and the Annexes would ease the understanding and assessment of results.

To ease the reader's understanding of the well performance evaluations described in Annex 9, the Forchheimer model (equation) used in the evaluations should be stated in the text.

3.3.3 Thermal modelling

The thermal modelling is presented in several documents (in varying details) and the results and implications summarized in the Application Document. This spreading of information over many documents has made it challenging (and time consuming) to make a comprehensive review.

Thermal modeling is based on the industry standard GEM (®CMG) software including the Barton-Bandis fracture model for simulation of thermal induced fracturing. Temperature modelling has also been done using the TOUGH2 simulator (Annex 8) to demonstrate the near well temperature development during the low temperature injection period, including cooling of the overburden above the injection point.

Assessment: The GEM simulation software and the Barton-Bandis model are recognized tools for reservoir temperature modelling and thermal induced fracture propagation.

The modelling set-up and simulation procedures seem adequate with respect to the reservoir at hand and band-width injection in terms of rates and pressures.

The scenarios study appears only to include high temperature (40+ °C) injection while the flow assurance evaluations (FAS) indicate that low temperature injection (15-20 °C) may persist over a long time (years) during the transition period as envisioned in figure 40 in Section III of the Application document. We believe this low temperature period should be considered in the simulations, or at the least discussed in the documentation if believed for any reason to be irrelevant. The TOUGH2 simulations presented in Figure 6-14 in Annex 7 – even though using a somewhat excessive rate 1.13 Mt/year (35 kg/s) for the transition period – indicate that low temperature (20 °C) may be in a radius up to 100+ m from the injector and 10+ m into the overburden.

The map of temperature at end of injection presented in Figure 17 in Section II of the Application Document, showing very low (15 °C) temperature around injectors, seems to be inconsistent with temperature modelling presented elsewhere (in Annexes).

Even though covering a relevant range of injection scenarios, sensitivities to a wider selection of geo-mechanical properties could have been studied, enhancing the credibility of the evaluations. In the thermal simulations presented, only two geo-mechanical properties are varied, i.e. Biot Coefficient and Poisson Ratio (Annex 12, Table 4), and these also within fairly narrow ranges compared to the uncertainty range presented in Table 2 (Annex 12). For instance, the rock heat capacity and thermal conductivity, which should be relevant for the calculation of temperature distribution, are kept constant at 1000 J/(Kg·K), and 2 (W/m·K) respectively. The heat capacity may vary between 850 – 1000 J/kgK . A lower rock heat capacity will lead to stronger cooling effects. Thermal conductivities measured on sandstone samples from Norwegian Shelf varied from 2.0 W/mK and 4.3 W/mK (Midttømme 1997) higher thermal conductivities will increase the heat flow and prevent critical low temperatures.

We also notice that Young's modulus and the Poisson's ratio included in Table 2 (Annex 12) are somewhat different to those presented in Annex 14 (Core Test Evaluation) and in the

supplementary material. Also, the rock heat capacity, heat conductivity and thermal expansion coefficient is said to be measured, but no documentation has been found.

Recommendations: Downhole pressure and temperature recording facility of sufficient quality and frequency should be installed in order to detect eventual onset of thermal fracturing and evaluate the longer-term development of fracture propagation and general well performance.

The thermal fracture modelling should also be done using the low temperature (e.g. 15-20 °C) injection taking place during the transition period. As a minimum the potential effect of such injection should be elaborated.

Evaluation (simulation) of sensitivity to heat related coefficients such as heat capacity, conductivity, and thermal expansion would increase the credibility of the thermal modelling.

The temperature map shown in Figure 17 in Section II of the Application Document shows a very different temperature from those presented in other reports. An explanation or elaboration should be warranted.

3.3.4 Geomechanics and fault stability and caprock breach

The geomechanics of the storage complex (reservoir and caprock) has been studied by coupling the results of the thermal (and stress) modelling in GEM with finite element modelling (FEM) of the in-situ stress development using COMSOL (a recognized tool for this purpose). The results are reported in Annex 12, in Chapter 3 of Section II in the application document, and in supplementary document: "Geomechanical study of fault Stability and Caprock breach in P18 during planned CO₂ injection".

Assessment:

Generally speaking, the various aspects and risk of fault destabilization and caprock breach seem to have been thoroughly considered, modelled, simulated, discussed, and concluded.

Modeling choice and assumptions: The dual-permeability thermal modeling used to model thermal fractures in the reservoir (Section 4.3.3) failed when applied to model caprock breach. In addition, GEM is less suited to model stress changes in the over- and underburden due to depletion and injection. This led Porthos to take a different approach, which was to couple the results of the GEM dynamic modelling for pressure and temperature with COMSOL FEM for geomechanics. We generally concur that this approach can be suitable, but the reasoning behind the choice to couple GEM to COMSOL was not at all discussed. It should be noted that coupling of thermal-hydro-mechanical (THM) behavior for multiphase/multicomponent fluid systems with the potential for thermal fracturing is a challenging research topic that has not been fully resolved by the research community. It is not clear if Porthos considered other approaches, such as TOUGH2-FLAC3D (LBNL) or CODE_BRIGHT (UPC) that are integrated simulators and have been developed by top experts in the field. COMSOL has been used to perform the fully coupled THM problem applied to CO₂ storage at In Salah (Bjørnarå et al. 2010). However, we realize this approach requires expertise to ensure the accuracy of flow simulations in COMSOL FEM that is usually beyond a typical engineer's capability.

We recognize that the added challenges of the P-18 site with regard to existing hydrocarbons, and therefore GEM is a reasonable choice for the compositional modelling. Another advantage is the familiarity of GEM to petroleum engineers compared to other specialized codes (and the ability to reuse previous simulation results is also attractive). But while GEM and COMSOL are both established simulators in their own right, the chosen THM coupling is in a way "novel" (we are not aware of any previous application of this particular coupling) it is therefore not clear if this approach has been benchmarked with other tested THM simulators for a simpler problem (e.g. one of the mentioned above). We do not believe the Porthos coupled approach is state-of-the-art, which may be still sufficient if this can be shown by comparison with a more sophisticated approach. A discussion of modeling choices, pros and cons, is warranted given the highly challenging nature of coupled THM modeling.

With any THM modeling choice there will be errors, but these should be understood and acknowledged. This discussion is lacking from the Porthos documents. One weakness was identified by the authors, which is the lack of back-coupling or feedback of the more precise FEM stress calculation to the dynamic modelling. Doing a fully back-coupled exercise for one or two of the most critical cases could enhance the confidence of the evaluations. But given the highly uncertain nature of coupled THM modeling in general, this back-coupling may not add much value given (a) uncertainties in thermal/mechanical parameters, and (b) the above-mentioned issues with coupling two separate simulators in a novel way.

To conclude the discussion of modeling choices and assumptions, there are several weaknesses that could be improved by consulting expertise in THM simulation. However, a more sophisticated THM approach may likely not resolve the underlying uncertainty with regard to modeling a very complex set of processes involved in thermal fracturing and fault stability. State-of-the-art THM modeling is only an approximation of the real system, and the true behavior is unknown. Although this can be said about any model, this uncertainty is acute for THM since the presence of minute imperfections in the rock can affect fracturing in ways not yet fully understood. In addition, the P-18 reservoir will be subject to entirely different temperature regime and stress path under CO₂ injection than existed during completion, and its response can never be certain.

Therefore, the best way to understand the quality of the modeling is by observing reservoir behavior and testing the model against the observations during the injection phase. However, the reliance on solely temperature and pressure data in the wells is dubious. If a pressure signal indicates fracturing, then the fracture size should be monitored. The Fenics 2020 report acknowledges (p46, Bijlage 12) that "It may be feasible to infer fracture size from the injectivity, but the pressure behavior is likely insensitive to fracture size and the usual method of inferring fracture size from pressure fall-offs is complicated by the phase behavior of the CO₂." Microseismicity monitoring can be used to localize fracture evolution and help to calibrate the models.

In terms of caprock breach, monitoring pressure and temperature will not indicate fracture height. We do not agree with the statement (p46, Bijlage 12) that "the initiation of a thermal fracture can be observed from the fall in injection pressure" A caprock breach will have a negligible impact on injectivity as the caprock matrix is nearly impermeable and fracture volumes are small. There will not be a detectable pressure signal to which the models can be calibrated, and any slight signal will be overwhelmed by thermal fracturing in the reservoir. Microseismic monitoring is a more feasible approach to calibrate the models in the event of thermal fractures in the caprock.

Input parameters: The essential input parameters for the stress simulations are listed and commented upon in Table 2 of Annex 12. Although the sensitivity ranges simulated appear reasonable, we are somewhat worried the full uncertainty range has not been covered for some parameters, especially the scenario with high thermal expansion coefficient, high Young's modulus, low heat capacity, high vertical stress and low least radial stress. Our advice would be to vary groups of parameters rather than the individual numbers to clarify what would be the 'base case' and 'worst case' scenario. Even though a complete uncertainty range may not have been covered, we are of the opinion that the worst-case scenario has sufficient safety margin to sustain the conclusion of safe storage with respect to fault stability and caprock breach.

Overall, based on the modelling and analysis reported we consider the reservoir formations themselves fully suitable for permanent underground CO₂ storage. The CO₂ injection should not have any negative impact on the reservoir rock itself, and any thermal induced fracturing should lead to improved injectivity and enhance the flexibility in well utilization.

The role of thermal fracturing in conducting the cooling effect of CO₂ injection towards important faults and caprock appears well understood and properly modelled (with caveats discussed above). Like for the thermal modelling we observe that stress modelling appears only been done for "high" temperature injection situation, while the low temperature injection caused by Joule-Thompson effect seem to have been ignored.

Although we find the fault stability modelling approach (Mohr-Coulomb) suitable, we see the documentation of this study somewhat vague, with lack of clarity on the input used for the various scenarios. It is for instance dubious how the base case and worst case are defined. Important information such as fault dip angle is not found – only the variation used ($\pm 10^\circ$) used in sensitivities is stated. It would thus be difficult if not impossible to replicate the modelling based on the information provided.

The calculations indicate that fault cohesion must be in the order of 50 bar or more to avoid seismicity above M=2 during depletion. As acknowledged by the authors, this parameter has significant uncertainty as it is not possible to obtain values by direct measurement and the lack of seismicity observations being the ground for estimations are not fully understood. The comparison with cohesion of intact rock (200 bar) is not very relevant. Even though the likelihood of fault activation caused by local cooling is deemed low and will be further reduced as the reservoir pore-pressure is increased, and an eventual fault destabilization not necessary being crucial for the total integrity of the storage complex, we still believe that adequate monitoring to detect such events should be implemented.

The caprock integrity is only evaluated for the P18-2-A1 well area, claiming it to be the most hazardous area in terms of injection pressure and caprock cooling. Based on other reports, the P18-2-A5 well appears to give the strongest cooling effect to overburden, while the pressure effect being similar. However, NORCE agrees with the outcome of the evaluation that the cooling of the overburden, and thus the potential of thermal fracturing, will only propagate a few 10's of meters into the caprock and thus pose no risk of caprock breach.

Recommendations: The period of low temperature injection should be included in the simulations, or at least elaborated upon in the documentation.

Even though it might not modify any conclusion, geomechanics simulations with a lower rock heat capacity (e.g. 700 – 800 J/(Kg·K) could enhance the credibility of the evaluations.

Recognizing the relatively strong cohesion value (50 bar) required to maintain local fault stability during reservoir depletion, and the poor understanding of this phenomenon, an acoustic surveillance to detect eventual fault destabilization – particularly in the P18-2-A1 well – should be implemented.

Modeling uncertainties are unresolvable with today's simulation and the best approach to having more confidence in the history matching calibration is to have additional seismicity monitoring.

3.4 Risk identification

Are the risks for integrity of storage-complex (reservoir, caprock and faults) well identified?

Porthos has properly identified the risks to integrity in the documentation provided, and we do not see any other risk possibilities than those covered by the study reports.

Based on the available documentation, combined with NORCE's own expertise, experience, and judgment, we consider any essential leakage out of the storage complex, within a human timescale, highly unlikely given that a pressure barrier is maintained with respect to the surroundings.

The risk of seismicity has been identified and assessed to be unlikely. The reasoning is based on an assessment that indicates a previously quiet seismic behavior is a good indication that future behavior will be similar. However, the lack of seismic activity is bit of mystery that could be illuminated with micro-seismic data. The lack of data is also a disadvantage in terms of effective calibration of fault stability models. We recommend microseismic monitoring not for early warning but for learnings about fault stability when storing CO₂ into depleted gas reservoirs.

However, beyond the CO₂ storage demonstration pilot done in the Lacq field (2010-2012), this project of storing CO₂ in a depleted gas field, with very low starting pressure of estimated 20 bar, is as far as we know a first of its kind on world basis. Unforeseen behavior may therefore not be ruled out.

3.5 Mitigation measures

Can the risk (leakage) be mitigated (operational measures) if failure of barrier is suspected?

A crucial aspect of this CO₂ storage project is that injection will be into a pressure-depleted reservoir for the whole injection period. Any leakage out of the storage compartments will thus not be conceivable before the end of injection. Leakage could be potentially triggered by aquifer activation, tectonic settings or other mechanisms causing the pressure at the top of the CO₂ column to exceed the hydrostatic pressure of the surrounding, combined with a leakage pathway created by effects of injection.

As for the current state of technology there are no realistic corrective measures for the long-term leakage risk along faults and fractures, except controlled back production of the CO₂ to lower the

reservoir pressure. As this project is the first of its kind, it is difficult to calibrate the models to fully exclude the possibility of long-term leakage (see 3.3.4). It is therefore important that additional monitoring systems, as acoustic surveillance to detect induced seismicity be implemented (refer to Chapter 4), such that the THM-fracturing models can be calibrated with more confidence. Better understanding of thermal impacts, i.e. fracturing, under CO₂ injection, which is a new setting than previously seen, could be valuable for reducing uncertainties and mitigate issues that are unforeseen with today's technology.

We also recommend that one of the injectors be converted to a monitoring well instead of plugged and abandoned so that long-term reservoir pressure changes due to aquifer activation can be monitored (see Chapter 5 for further discussion on this point).

References

Bjørnarå et al. 2010. Modeling CO₂ storage Using Coupled Reservoir-Geomechanical Analysis. <https://www.comsol.com/paper/modeling-co-sub-2-sub-storage-using-coupled-reservoir-geomechanical-analysis-8822>

4 Role of Reservoir Monitoring and Modeling

4.1 Introduction and highlights

This section focuses on the following aspects: (a) Use of monitoring data (in well, via distributed sensing technologies (DxS) using fiber optics and pressure gauge) as input to models, (b) Use of reservoir, geophysical and geomechanical models for indirect monitoring and early warning for risk mitigation (leakage or seismicity), (c) Substantiation and use of operational bandwidths (e.g. temperature range and maximum pressures).

The main questions addressed are:

1. Are the bandwidths from the models clearly explained, adequate for safe operation and uncertainties sufficiently taken into account?
2. Is the monitoring-and-modelling practically feasible, in the sense that operation within the reservoir bandwidths can be checked?
3. Is the monitoring-and-modelling suitable for early warning on the failure of barriers?
4. Is the monitoring-and-modelling suitable for determining actual CO₂-migration and leakage?

These questions concern both modeling and monitoring. As the former has been addressed thoroughly in Chapter 3, we focus the details of this assessment on the latter. References to the annex (Bijlage) are made where necessary.

As in Chapter 3, our assessment and recommendations are constrained by the assumption made by Porthos that a negative pressure gradient is maintained at all locations in the reservoir at the end of injection by maintaining a reservoir pressure of 351 bar at datum depth. In this section, our assessment is conditioned on the assumption that a pressure barrier is truly in place. Later in Chapter 5, we argue that this assumption is poorly grounded and provide a more detailed

assessment and separate recommendation in that chapter. We note that further advice on operational bandwidths and recommended monitoring is given in Chapter 5.

4.1.1 Assessment highlights

- The monitoring plan provided is only a draft monitoring plan, and as such lacks many details with regard to the design, installation and operation of the monitoring equipment. The planned monitoring is sufficient for safe operation of the injections, but it will not fulfill the criteria set in Article 29 of the Mining Decree for monitoring the CO₂ in the reservoir.
- The monitoring plan is based on modeling and understanding of reservoir behavior due to CO₂ injection into a closed, pressure-depleted storage reservoir. As discussed in Section 3.2, there is very little uncertainty on the movement of CO₂ within the reservoir, i.e. CO₂ will accumulate in the same structural trap occupied previously by methane. As such, there is very little added value from extensive monitoring of CO₂ migration *within the reservoir* for the purpose of risk of leakage.
- *Is the monitoring-and-modelling practically feasible, in the sense that operation within the reservoir bandwidths can be checked?* The models have shown that thermal effects are the largest risk to leakage and/or seismic activity, and our assessment thereof is found in the previous chapter. Thermal fracturing will more than likely occur within the reservoir due to the unavoidably strong cooling, but thermal fracturing (refer to earlier assessment) in and of itself is not a detriment to the project. The modeling has shown that maintaining an injection temperature and pressure within defined bandwidths (which are largely determined by flow assurance) is sufficient to ensure that fracturing will not lead to unwanted effects in the caprock nor at faults. We conclude the bandwidths from the models are clearly explained, adequate for safe operation and uncertainties sufficiently taken into account. Therefore, the main purpose of monitoring is to ensure that operational bandwidths are respected during the course of the project.
- *Is the monitoring-and-modelling practically feasible, in the sense that operation within the reservoir bandwidths can be checked?* It is worth pointing out that temperature is by and large the most important controlling parameter connected to risk. The monitoring plan will monitor downhole temperature, which is the sole means of observing temperature (indirectly) in the reservoir. The technical feasibility of downhole temperature monitoring is well established, assuming the equipment is installed and operated according to best practice. However, we highlight that the temperature and pressure is measured up to the packer and not beyond.
- *Is the monitoring-and-modelling suitable for early warning on the failure of barriers?* In this assessment we include the reservoir/caprock system. Well integrity is not included. The concept of early warning for a reservoir/caprock system is very dependent on the process under consideration.
- Here, we interpret failure of the barriers first to mean that a caprock breach has occurred or fault stability compromised. The leakage question is addressed further below. Porthos proposes to combine well pressure and temperature monitoring with modeling to give an early warning of a barrier failure. We do not fully agree. As discussed in Section 3.3.4, we are concerned that the uncertainties and weaknesses of the coupled thermal-hydro-mechanical modeling approach, the inability to calibrate fracture extent from well pressure and temperature data alone, and the lack of previous seismic data to calibrate

the fault stability modeling, additional monitoring data is needed for early warning of a caprock breach or fault slip. We emphasize (as Porthos has) that these failures do not necessarily lead to leakage if a pressure barrier is maintained, but the suitability of the monitoring-modeling for leakage detection is addressed below.

- *Is the monitoring-and-modelling suitable for determining actual CO₂-migration and leakage?* Through modeling of CO₂ migration (Fig 13, kap 3.4.2) and understanding the storage setting, Porthos has concluded that monitoring the actual CO₂ migration in the reservoir is non-essential for ensuring a safe operation. We agree with this conclusion. As such, leakage cannot be detected or imaged directly from the reservoir itself and expected leakage rates if they occur through microannuli would be too slow to detect. The option to monitor overlying aquifers is one way to monitor directly for leakage if a pressure barrier is not maintained, and we discuss this further in Section 5. Our assessment is that the monitoring-and-modelling is suitable for determining leakage with respect to checking that operation is within the bandwidths and that a pressure barrier is maintained. Leakage is very unlikely to occur so long as these criteria are met. It must be a very strong signal in temperature and pressure to distinguish a leakage from normal flow inside the reservoir that do not pose a risk of leakage.
- DAS technology can be deployed for monitoring flow of CO₂ through microannuli as well as for microseismic events. Detecting microseismic events are needed to meet the requirements of Annex II of the CCS Directive in a) detecting significant irregularities e) assessing the effectiveness of any corrective actions taken and f) updating the assessment of the safety and integrity of the storage complex in the short and long term including the assessment of whether the stored CO₂ will be completely and permanently contained DAS technology has improved significantly recently (ex by use of helical fiber) and it is recommended to investigate additional passive and active applications for use of DAS.

4.1.2 Recommendation summary:

Critical recommendations:

- It is expected that a detailed plan is produced that addresses specific aspects described in more detail in the following sub-sections.

Suggested recommendations

- Although the modeling has shown that seismic risk is negligible, it is curious to the expert team why the DAS equipment that is planned should not be deployed to monitor for seismic activity. We emphasize that expanded microseismic monitoring based on the planned installation that we recommend would not be for the purposes of "early warning" or leakage mitigation but for the valuable learnings that could be gained. As the first-of-its-kind industrial-scale storage injection into a severely pressure depleted gas reservoir, the Porthos project is a valuable opportunity to learn more about mechanisms such as fault stability and thermal fracturing, both of which are very active areas of research both for CCS and other subsurface applications such as geothermal energy. We highly recommend the Porthos project team up with a research organization to carry out additional seismic monitoring, perhaps with external funding. A flagship project such as

Porthos has the opportunity to share unique data with the CO₂ storage community, whose research effort the operators have surely benefited from in designing this project.

- In order to enhance the reservoir models with respect to the reservoir quality and injectivity in the different formations (as discussed in 3.3.2), and thus be in a better position to estimate the distribution of the CO₂ plume, we recommend a PLT (Production Logging Tool) program be included in the Monitoring Plan.

4.2 Monitoring assumptions and plan

4.2.1 Draft Monitoring Plan

Monitoring is described in Draft Monitoring Plan. Section IV: Monitoring Plan for the Integral P18 storage complex. According to the Draft Plan the monitoring shall cover:

- regular monitoring for general operations
- regular monitoring for risk management
- monitoring carried out in the undesirable event of significant irregularities.

The draft of the Monitoring Plan shall meet the requirements of Annex, part 1 of the CCS Directive and aims at

- a. Comparing the actual and the modelled behaviour of the CO₂ and other stored substances as well as the formation water in the site
- b. Detecting significant irregularities
- c. Detecting CO₂ and other substances
- d. Detecting significant adverse effects on the surrounding environment, including in particular on drinking water, on human populations, or on users of the surrounding biosphere.
- e. Assessing the effectiveness of any corrective actions taken
- f. Updating the assessment of the safety and integrity of the storage complex in the short and long term, including the assessment of whether the stored CO₂ will be completely and permanently contained.

The injection of CO₂ into the P18 reservoir is divided into four phases

- Pre-injection
- Operational phase
- Post-injection phase
- Post closure and transfer of responsibility

Chapter 4 is divided in the four monitoring sub-areas used in the Draft Monitoring Plan.

- Operational
- Distribution of CO₂ in the reservoir
- Leakage paths.
- Surrounding area and the environment.

Assessment: The Draft Monitoring Plan assumes monitoring of the storage complex integrity by downhole pressure and temperature measurements. We find this to be an acceptable approach.

As long as the project keeps injection rates within the operational bandwidth suggested, modelling results show that pressure buildup and propagation stay below critical and that the chance of unwanted fracturing of the caprock or reactivation of faults is negligible.

The Draft Monitoring Plan also states an ambition to monitor CO₂ plume movement as well as potential effects of the injection on the surrounding environment, but does not present a plan how this will be done. As such information is not mandatory from a safety risk perspective, we think it is acceptable that this will be developed at a later stage.

Recommendations: In our opinion, information about plume movement may help the operator to optimize injection and operations and that a plan for subsurface imaging would strengthen the application document.

4.2.2 Monitoring of sub-area Operational

Sub area Operational is all measured parameters that are necessary to continue operating within the operational limits of the system. The continuous measurements also serve as input to the process control with the aim of remaining within the defined operating envelope.

Assessment: The monitoring parameters and technologies for the operational sub area are shown in Table 5 in the Draft Monitoring Plan. All monitoring is planned only in the injection phase according to Table 5 (Wellhead pressure and temperature is also included in the post-injection phase in Table 7).

By normal monitoring of Porthos the purposed monitoring should be sufficient to fulfill the objectives in the operational phase

- To keep the composition of the CO₂ to be injected within predefined margins
- To keep the injection temperature and pressures in the wells within predefined bandwidths
- To record flow measurements based on which a mass balance is prepared annually to track down any deviations that might indicate the migration away of CO₂
- To check the integrity of the system of wells by monitoring annular pressures

Distributed Temperature Sensing DTS

It is not described how the fiber for DTS will be installed in the well. In loop is preferable since a single cable need to be calibrated in the bottom of the well in addition to the temperature sensor at the wellhead.

Recommendations: It will give valuable information to start the DTS in the pre-injection phase. The baseline temperature measurement will detect temperature anomalies caused by groundwater zones or variation in thermal conductivities and/or temperature variation due to installation of the fiber and coupling to the tubing.

4.2.3 Monitoring sub-area Distribution of CO₂ in the reservoir:

Distribution of CO₂ in the reservoir: within this come the measured parameters that are used to detect whether the behaviour of the CO₂ injected into the reservoir and of the reservoir itself are in line with the behaviour predicted based on the dynamic and geomechanical models.

Assessment: Distribution of CO₂ in the reservoir will be monitored by bottom hole pressure measurement and DTS in the well. This will be performed once a year in injection during temporary containment of the well and in the post-injection phase. In case of irregularities in pressure and temperature, a monitoring program with stepwise stabilizing the bottom hole pressure and temperature will be performed

4D seismic is investigated for monitoring the plume distribution in an additional document but concluded that it might be challenging to detect the CO₂ plume in the reservoir.

The planned monitoring is sufficient for safe operation of the injections, but there are some technical limitations that we have flagged with respect to different elements of the Mining decree

- a. *“Comparing the actual and the modelled behaviour of the CO₂ and other stored substances as well as the formation water in the site”* Since there are no direct information of the CO₂ in the reservoir the modelled behaviour of the CO₂ in the reservoir cannot be verified
- b. *“Detecting significant irregularities”* Irregularities in the CO₂ behavior and distribution in the reservoir cannot be detected
- c. *“Detecting CO₂ and other substances”* CO₂ in the reservoir is not directly monitored and thereby not detected
- d. *Detecting significant adverse effects on the surrounding environment, including in particular on drinking water, on human populations, or on users of the surrounding biosphere.* OK
- e. *Assessing the effectiveness of any corrective actions taken.* The effectiveness of any corrective actions on the CO₂ behavior and distribution in the storage cannot be assessed
- f. *Updating the assessment of the safety and integrity of the storage complex in the short and long term, including the assessment of whether the stored CO₂ will be completely and permanently contained.* The assessment of the safety and integrity of the storage complex in the short and long term cannot be updated

With reference to the draft monitoring plan the CO₂ plume distribution in the reservoir will not be monitored directly and the modelled behavior of the CO₂ cannot be verified nor detect significant irregularities in the CO₂ flow and pathways *in the reservoir*. However, as described in Section 3, the closed structural trap of the P-18 site and operational conditions chosen by the Porthos project imply that detailed knowledge of CO₂ flowpaths in the reservoir is not necessary to carry out the storage project with respect to risk mitigation. There is little doubt that in the absence of vertical pathways induced by thermal or geomechanical effects, CO₂ will accumulate in the same structure that the original gas occupied.

However, without a more direct approach to monitoring CO₂ movement in the reservoir it will be difficult to optimize the injection due to storage capacity without information of the CO₂ plume distribution and flow in the reservoir.

In addition, the draft monitoring plan stated that the choice of monitoring technology shall be based on the best practices available at the time of design regarding

b)) Technologies that can provide information on the pressure-volume behavior and the distribution in horizontal and vertical directions of the CO₂ plume in the reservoir, more specifically, to refine the numerical 3D simulation on the 3D geological models of the reservoirs elaborated pursuant to Article 4 and Annex I of the CCS Directive.

Recommendations: Combined 4D – gravity and seafloor- deformation surveys are a mature technology for geophysical monitoring of offshore reservoirs (Lien et al.2017) and has successfully been used for monitoring the CO₂ plumes at Sleipner (Ruiz et al 2017) and Snøhvit (Ruiz et al 2020) CO₂ storage projects. The learnings from these studies, although performed in saline aquifers, could be transferred to the Porthos project with further investigation. We would recommend 4D gravity and seafloor deformation survey to considered for the Porthos project. It is important to know the distribution of CO₂ e.g in relation to where the microseismic events occurs in the event there is any uncertainty in the modeled behavior.

4.2.4 Monitoring sub-area Leakage paths and integrity

Leakage paths: within this come the activities that are carried out to monitor the potential leakage paths identified in the risk analysis.

Assessment: Normal monitoring for leakage paths and integrity is shown in Table 5 in the Draft Monitoring Plan. Near well leakage and well integrity is focused. In addition to the draft monitoring plan, 4D seismic is considered to monitor leakage to the above Rijnland group.

The monitoring is sufficient for safe monitoring of leakage paths and integrity.

DAS

Since DAS will be installed the DAS fiber can also be used for passive monitoring of microseismic events and it is recommended to consider investigating this possibility. Then DAS need to be recorded continuously. More details of the Microseismic events may be used for risk assessment and seal integrity and to indicate the plume distribution in the reservoir.

Monitoring of microseismic events by downholes geophones is successfully performed at Illinois Basin-Decatur CCS project (Goertz-Allman et al., 2017) . The experience is that noise from the CO₂ injections is lower than from oil and gas production and has low impact on the detection of microseismic events.

4D seismic

Even though the risk for leakage from the reservoir is microscopic, industry standard 4D seismic survey could be used to detect leakage not only in the Rijnland group, but also follow the underground CO₂ flow if leakage occurs. There is additional discussion on recommendations to monitor the overlying aquifers in Chapter 5. In brief, CO₂ leakage into a water-bearing formation can lead to accumulation of CO₂ free phase that forms an interface with the resident fluid. It is akin to a shallow gas accumulations that are often picked up in seismic surveys. For CO₂ storage seismic surveys of Sleipner and Snøhvit (CO₂ injection into aquifers) detects the reflection from the

interface between CO₂ and brine (whereas there is no interface between CO₂ and methane). This reflected signal is used to observe the accumulated CO₂ plume. In the absence of shadowing, the resolution of seismic can detect plumes greater than 1 meter in thickness. Dissolved CO₂ cannot be detected by time-lapse seismic.

4D surveys before and after a blowout connected to drilling of well 4-14 in the Southern part of North Sea in 1989 manage to detect the gas flow from the deeper reservoir up to shallow thin sand layers in the overburden (Landrø et al 2019). Landrø et al (2021) has also demonstrated use of 3D seismic data and diving waves for detecting shallow overburden gas layers.

Recommendations: We recommend that more details of the DAS, as type of fiber, fibre configuration, coupling to the tubing, site for the interrogator, data management etc. be included in the monitoring plan.

4.2.5 Monitoring Plan

The Monitoring Plan shall be updated, supplemented and detailed at least three months prior to commencement of CO₂ injection. This plan will also be updated in the event of significant changes and in any case every 5 years and/or at the same time as the other plans. The update will be based on changes to the assessed leakage risk, changes to the assessed risks to the environment and human health, new scientific knowledge, and improvements in best available techniques.

The monitoring plan shall provide details of the monitoring to be carried out during the main stages of the project, including the monitoring prior to, during and after injection, as well as the post-closure period. The following elements shall be specified for each stage:

- a) The monitored parameters
- b) The monitoring technology used and a justification for the choice of that technology
- c) The locations where monitoring is carried out and the reasons for that spatial distribution
- d) The monitoring frequency and the reasons for that spread over time.

The parameters to be monitored shall be chosen so as to serve the monitoring purposes. The Monitoring Plan shall include at least the continuous or periodic monitoring of the following items:

- a) The volatile emission of CO₂ at the injection facility
- b) The volumetric CO₂ stream in the injection wells
- c) The CO₂ pressure and temperature in the injection wells (to determine the mass flow rate)
- d) The chemical analysis of the injected material
- e) Reservoir temperature and pressure (to determine CO₂ phase behaviour and phase state).

The choice of monitoring technology shall be based on best practices available at the time of design. The following options will be considered and used according to the needs and availability of the techniques:

- a) Technologies enabling the detection of the presence, location and migration routes of CO₂ in the subsurface and at the surface;
- b) Technologies that can provide information on the pressure-volume behaviour and the distribution in horizontal and vertical directions of the CO₂ plume in the reservoir, more

specifically, to refine the numerical 3D simulation on the 3D geological models of the reservoirs elaborated pursuant to Article 4 and Annex I of the CCS Directive.

- c) (c) Technologies enabling a wide areal distribution to gather information on any previously potential migration paths within the storage complex and its surroundings in case of significant irregularities or leakage (migration of CO₂ out of the storage complex).

In addition, at least once a year, the permit holder shall provide the competent authority with the results of the monitoring of the stored CO₂, specifying the technology used.¹¹

Assessment: We find that updating the Monitoring Plan 3 months prior to commencement of injection and thereafter on a regular basis is a reasonable approach and in line with common industry practice.

Recommendations: Our assessment finds no shortcomings, and we have no further recommendations.

References

Lior, I., Sladen, A., Rivet, D., Ampuero, J. P., Hello, Y., Becerril, C., ... & Markou, C. (2021). On the Detection Capabilities of Underwater Distributed Acoustic Sensing. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 126(3), e2020JB020925.

Lien, M et al (2017) How 4D Gravity and Subsidence Monitoring Provide Improved Decision Making at a Lower Cost First EAGE Workshop on Practical Reservoir Monitoring, 2017

Ruiz, H., Agersborg, R., Hille, L.T., Lien M, Lingård, J.E and Vatshelle, M. (2017) Monitoring Offshore CO₂ Storage Using Time-lapse Gravity and Seafloor Deformation EAGE/SEG Research Workshop, Trondheim

Ruiz, H., Lien, M., Vatshelle, M. Alnes, H., Haverl, M., Sørensen H. (2020) Monitoring the Snøhvit gas field using seabed gravimetry and subsidence, SEG 2020

Goertz-Allmann, B. P., S. J. Gibbons, V. Oye, R. Bauer, and R. Will (2017), Characterization of induced seismicity patterns derived from internal structure in event clusters, *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 122, doi:10.1002/2016JB013731.

Landrø, M., D. Wehner, N. Vedvik, P. Ringrose, N. L. Løhre, and K. Berteussen, 2019, Gas flow through shallow sediments — A case study using passive and active seismic field data: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 87, 121–133, doi: 10.1016/j.ijggc.2019.05.001.

Landrø, M., Foseide, B., Liu, I 2021 Case History. Using diving waves for detecting overburden gas layers *Geophysics* Vol 86 No 4.

5 Secondary focus area

5.1 Summary

In this chapter, we address the following: (1) Impact assessment of leakage scenarios to the overburden; geochemical/mechanical or environmental. (2) Impact of leak rate of CO₂ (or conjoining gasses) to overburden. (3) Role of relative pressure differences between reservoir and overburden (supposedly downward pressure gradient).

In summary, it could be concluded in Chapters 3 and 4 above that the leakage risk assessment is done on the good level. Generally, the data used, analysis carried, and conclusions are good. Here, we review the injection and storage operation plan with regard to the impact of leakage and the role of pressure differences, evaluating if the plan is judged to be sufficient to minimize leakage risks.

This chapter starts with short background and general overview of leakage possibility / assessment. It continues with applications to the P-18 site and further recommendations.

Assessment highlights:

The pressure barrier at the top of the reservoir will play a major role in ensuring that leakage from the storage reservoir will not occur if a leakage pathway evolves during the course of injection. Porthos has chosen a maximum reservoir pressure of 351 bar at datum depth, which they argue will ensure a pressure barrier with respect to the hydrostatic surroundings. However, there appears to be inconsistency with this reasoning and the actual choice of datum pressure. We explore this inconsistency in this chapter, arguing that the choice of 351 bar at datum depth will only ensure a pressure barrier is maintained *at the datum depth and below*, while all points above the datum depth will experience an overpressure with respect to the surrounding. Thus, leakage will occur if a pathway occurs at the reservoir top at the shallowest depth. Therefore, it is recommended to evaluate the outcome of the scenario in which maximum reservoir pressure at datum depth is reduced by accounting for the buoyancy effect of CO₂ mixed with remaining methane and update injection and storage operation plan. Additional monitoring of above lying aquifer formation can be advised in any case and recommended if operational window remain at the current level.

Moreover, one should remember about methane remaining in the storage reservoir. Being lighter, more mobile, and non-reactive methane would leak first. The monitoring routines need to consider and look for signs of methane leakage as a precursor to CO₂. Due to the difference in buoyancy force, one could also imagine the situation when methane would leak and CO₂ will not.

Recommendations: Our key recommendation is that *either* Porthos reduce the final reservoir pressure to maintain a pressure barrier everywhere in the reservoir at the end of injection *or* revise the modeling-monitoring plan to estimate, detect and mitigate the risk of leakage into the overlying water-bearing formations.

We also advise Porthos to consider a implementing a permanent monitoring well for post-closure observations, which could be achieved by converting one of the injection wells instead of

decommissioning. This will allow for post-closure monitoring of pressure to ensure a long-term pressure barrier is maintained.

5.2 Ultimate leakage potential of the P-18 site

Term leakage refers here to any amount of gas/CO₂ fluid mixture escaping the P18 gas field. The term “fluid mixture” or “light fluid” is used further in the chapter refers to CO₂ (even though it is in supercritical phase), methane gas remaining in-situ or a mixture thereof that is lighter in density than formation water. In different literature sources terms “seepage” for small or slow rate can be used opposed to larger in volume or faster “leakage” of the CO₂. Here we do not make such a distinction and discuss rather possibilities and consequences of any kind of leakages. Also, the term applies to leakages from P-18 site into above laying aquifer, which is considered part of the storage site.

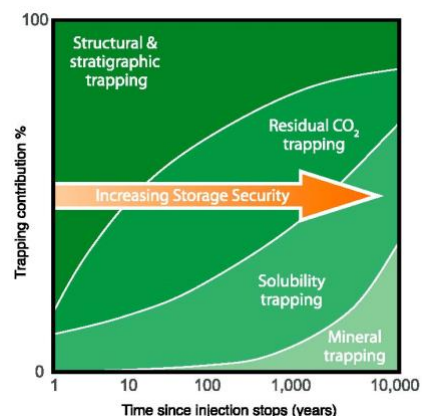
5.2.1 Background

Leakage can never be ruled out with 100% certainty, no matter how small its possibility is and how little consequences it can have. Therefore, it is worth discussing the ultimate leakage potential of the P-18 storage site in the context of overall classification of different storage setting and the implications for long-term immobilization of CO₂. There are several key aspects:

- Long-term immobilization of CO₂ in the storage reservoir
- Type of storage setting
- Top reservoir pressure barrier
- Presence and evolution of potential leakage pathways

Each aspect is taken in turn where first the background is presented and then how the P-18 site fits into the larger context.

Long-term immobilization: There are four main trapping mechanisms that may act to immobilize CO₂ in any storage reservoir. These mechanisms are often listed in order from least to most secure: structural, residual, solubility and mineral. Figure 5.1 visualizes the evolution of trapping over time since injection stops (taken from IPCC report on Geological CO₂ storage, 2005)



- *Structural trapping*, sometimes referred to as stratigraphic trapping, is the presence of an intact caprock barrier to prevent vertical migration. CO₂ exists in a free form when it is structurally trapped, i.e. gas, liquid or supercritical phase depending on the reservoir conditions, which means that CO₂ can be mobilized if a leakage pathway exists or develops. It is important to note that a geological feature such as structural trap that prevents horizontal migration may or may not be involved. Structural trapping is what keeps hydrocarbon accumulations in place.
- *Residual trapping* occurs when injected CO₂ is immobilized in residual form in a "shadow" that forms behind the receding front of a migrating CO₂ plume. For residual trapping to

occur, water must imbibe into the pore space that was originally drained under CO₂ injection. This implies that the injected CO₂ has to migrate away from the original point of injection and not accumulate at the injection well. Residual trapping permanently immobilizes the CO₂ in the pore space.

- *Solubility trapping* occurs when CO₂ dissolves into available water up to the solubility limit of the native brine, usually a few percent by mass. If only residual / connate water is present, then solubility trapping will be a very minor component. If free water is available, CO₂ will dissolve into the water column below the CO₂ plume. Dissolved CO₂ is negatively buoyant (brine density increases by approximately 2% when CO₂ dissolves). CO₂-rich brine will sink, which drives a convective process that circulates brine under the CO₂ plume (see Fig. 5.2). Over time, a significant amount of CO₂ can be fixed in the dissolved state via convective mixing. The timescale of dissolution will vary according to the salinity of the brine and the permeability of the formation, with the process occurring within months to years. As with residual trapping, dissolved CO₂ is considered permanently trapped over geologic timescales.

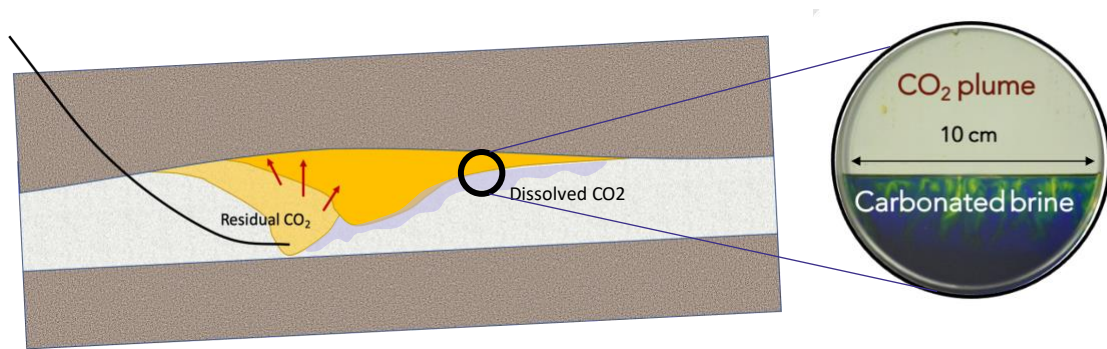


Figure 5.2: Evolution of a CO₂ in an open store. Dark yellow is the mobile CO₂ that is structurally trapped, light yellow is residual CO₂ left behind the receding CO₂ front, and light blue dissolved CO₂ that convects under the migrating plume. The inset shows an experiment that visualizes convection of carbonated brine (yellow-green fingers) in a pure brine column (dark blue) under a CO₂ plume (clear).

- *Mineral trapping* is the most secure, but unless the formation contains highly reactive minerals the mineralization process can take 1000s of years to be of significance. The amount of this highly reactive minerals should also be sufficient to trap considerable volume of CO₂. Therefore, one often neglects mineral trapping as a contribution to CO₂ immobilization.

Storage setting: Fig 5.3 below gives an overview schematic of three general classifications of storage systems. The *Closed store* relies solely on immobilizing CO₂ in a structural trap within a confined system. There are essentially no other trapping mechanisms at work in the closed store. The *Open store: trap* relies predominantly on structural trapping within a trap similar to the Closed store. The main difference is the available free water provides open pressure communication to the surroundings and allows CO₂ to dissolve via convective mixing into the water column as described above. The *Open store: migration* does not rely on CO₂ accumulation in a structural trap, but instead allow CO₂ to migrate freely up dip according to buoyancy. In this setting, injected CO₂ is immobilized by relying on up dip migration to activate residual and solubility trapping as the ultimate storage mechanisms. The CO₂ plume may migrate up dip some 10's of kilometers over 100 years or more before CO₂ is completely trapped.

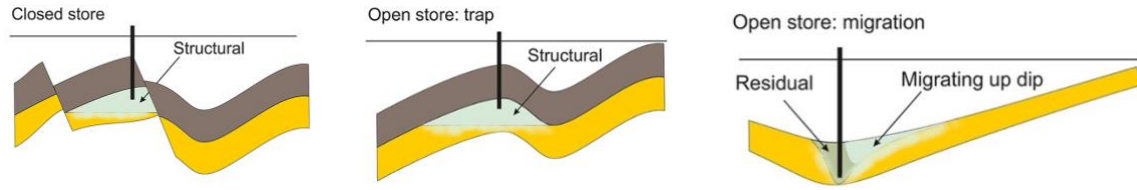


Figure 5.3: Classification of CO₂ storage settings (Tucker, 2018. <https://iopscience.iop.org/book/978-0-7503-1581-4>)

Top reservoir pressure barrier: If a potential leakage pathway exists through the caprock barrier where CO₂ and / or methane in a light fluid mixture that exists as a free phase, then leakage will occur if the pressure in the light fluid phase exceeds the water pressure at the caprock boundary. Here we refer to a general buoyant fluid in the discussion below:

Let us consider for simplicity the case where the storage project is completed and all transient pressure gradients due to injection have dissipated.

For an *Open store: trap* where the formation water is connected to a large available pore volume, then the free water will return to its initial pre-injection hydrostatic pressure. In this system, a column of buoyant fluid will always exert a buoyancy pressure (or differential pressure) locally at the top of the reservoir equal to

$$P_{\text{fluid,top}} - P_{\text{hyd,top}} = h_{\text{fluid}} (\Delta\rho) g \quad (1)$$

where h_{fluid} is the fluid column height measured from the reservoir top to the free water level, and $\Delta\rho$ is the density difference between brine and CO₂/methane fluid. For the P-18 reservoir it is estimated that only around 5% of original methane remains in place (based on the pressure decline). During the injection phase it is reasonable to expect that methane will mix with entering CO₂, however in the long term one could expect the gasses to segregate with methane accumulating on top of CO₂.

For a CO₂, this could be in a range of approximately 3-5 kPa differential pressure per meter of CO₂ column height over hydrostatic, depending on water salinity, reservoir temperature and pressure. For pure methane as high as 8-11 kPa per meter.

There is no mechanism to prevent buoyant fluid pressure from exceeding hydrostatic for an open store. And thus, any open vertical pathway, if created, will always leak fluids (CO₂ and/or methane).

Being lighter, more mobile, and non-reactive methane would leak first. The monitoring routines need to consider and look for signs of methane leakage as a precursor to CO₂. Due to the difference in buoyancy force, one could also imagine the situation when methane would leak, and CO₂ will not.

For a *Closed store*, the pressure at the reservoir top at the end of injection is dependent on the pressure history prior to and during injection. If the store was pressure-depleted prior to injection and repressurized to a given reference pressure, then the CO₂ pressure should be calculated from the reference pressure and compared to the local hydrostatic pressure at the reservoir top.

$$P_{\text{fluid,top}} = P_{\text{datum}} - (\text{TVD}_{\text{datum}} - \text{TVD}_{\text{top}}) \rho_{\text{fluid}} g \quad (2)$$

Let us consider two cases for repressurization of a depleted aquifer and the implications for buoyant fluid pressure at the reservoir top:

(1) The *reference pressure at datum is equal to the hydrostatic pressure* in the surroundings, then a *positive pressure gradient* will exist that is equal to:

$$P_{\text{gas}} - P_{\text{Hyd,top}} = (\text{TVD}_{\text{datum}} - \text{TVD}_{\text{top}}) \Delta \rho g \quad (3)$$

This equation is similar to Equation (1) where there will exist a fluid pressure that exceeds the local hydrostatic pressure for each meter over the datum. Thus, light fluid will leak through any existing vertical pathway found at the reservoir top but *only for locations above the datum*.

(2) The *pressure at the free water level (FWL) returns to hydrostatic pressure* by slow equilibration with the surroundings outside of the closed store. In this case, the light fluid pressure exceeds the local hydrostatic pressure according to Equation (1) for an open store, and buoyant fluid will leak at any point along the reservoir top if a vertical pathway exists.

Given the above discussion, there are two key points to consider for minimizing leakage risk for a closed store that was pressure-depleted prior to injection:

- To maintain a pressure barrier at the caprock, the fluid pressure at top of the reservoir must be below the local hydrostatic pressure at any point at the reservoir top (and thus virtually eliminate the risk of CO₂ or methane escaping. This means that the reference pressure at datum depth must be kept below hydrostatic. The calculation for the allowable pressure at datum follows from the highest point of the reservoir, here denoted as TVD_{top, min}

$$P_{\text{datum}} = P_{\text{hyd,top, min}} + (\text{TVD}_{\text{datum}} - \text{TVD}_{\text{top, min}}) \rho_{\text{fluid}} g \quad (4)$$

For typical CO₂ density range, Equation (4) states that the reference pressure at the datum must be maintained at 6-7 kPa below hydrostatic pressure (at datum) for every meter below the highest point of the reservoir top. For methane this value doubles to approximately 13-14 kPa for every meter.

If a negative pressure is desired in the reservoir relative to the surroundings, then the pressure at the datum then must be kept below the calculated value in (4), up to a chosen margin of error.

- The uncertainty related to the *rate of pressure equilibration at the FWL* with hydrostatic pressure in the surroundings is a key factor. Unless the virgin pressure state of the reservoir was significantly over- or underpressure, then there is a possibility that the pressure equilibration may occur, albeit within long time frames upwards of several decades or a hundred years or more. These time frames are still relevant for climate purposes, and therefore an estimate should be made. The possibility to detect such slow pressure changes during the lifetime of a gas production or CO₂ storage operations is very low. To make more reasonable estimates of pressure equilibration, knowledge of larger regional hydrodynamics and hydraulic properties at regional scales is needed.

Implications for the P-18 site: Figure 5.4 below illustrates pressure vs depth situation for the P-18 site under different settings. There are several important features to point out.

- The dark blue line showing water (hydrostatic) pressure gradient. This gradient serves as two reference points: (1) the virgin water pressure at the FWL *prior to gas production*, and (2) the pressure in the surroundings, with particular attention to where the blue line crosses the top reservoir.
- The yellow line indicates the pressure gradient for the hydrocarbon gas originally present in the reservoir. This is also referred to as the *initial gas pressure* in the Porthos application. The difference between the yellow and blue lines indicates there was a 40 bar *over* pressure gradient exerted on the caprock and faults at the highest point in the reservoir before the gas was produced, indicating a strong capillary seal.
- The green line has both a solid and dashed version. We take the dashed line first. We recall from Chapter 3 that Porthos team has specified an upper limit on the reservoir pressure equal to 351 bar at a specified datum equal to 3,400 m. This reference pressure was set in order to maintain a negative pressure gradient with the surroundings. The dashed green line shows the resulting CO₂ pressure above the datum as calculate according to Equation (3). At the shallowest point along the reservoir top (approx 3,200 m), the CO₂ pressure exerts a pressure difference on the surroundings equal to 8 bar. Below the datum, the CO₂ pressure is less than the surroundings. At the FWL, we observe that the resulting water pressure at the end of the Porthos injection will be approximately 12 bar less than hydrostatic.
- The solid green line is the resulting CO₂ pressure vertical profile if the reservoir pressure were to equilibrate with the surroundings. This aquifer re-equilibration is very unlikely to occur in the storage project time frame, but since the initial FWL pressure was hydrostatic, there is likely a very slow re-equilibration process that will occur. The rate of re-equilibration is undetectable from analysis of gas production data and requires a larger regional hydrodynamic analysis to be estimated. It is possible that the re-equilibration can occur over timescales relevant for immobilizing CO₂ to mitigate climate change (100s of years). The point in showing the solid green line is that at some point in the distant future, the CO₂ pressure at the reservoir top according to Equation (3) will increase from 8 bar to 18 bar overpressure relative to the surroundings.
- The red line shows the required CO₂ pressure profile to maintain a *zero-pressure gradient* at the reservoir top. The vertical profile shows the resulting pressure at the datum should be less than 343 bar at 3,400 meters (as calculated according to Equation (4)) in order to maintain a pressure barrier at all points along the top reservoir during injection. The value of 343 bar assumes a pure CO₂ column, and will be lower for a CO₂-methane mixture. The important point is that an injection pressure should be chosen such that a pressure barrier at the reservoir top is maintained at all times during the injection phase. In geological time scale slow aquifer drive (if existent) will contribute to slow pressure rise. It is also important to point out that the location of the dashed green line is determined by operational design, however all locations of the dashed green line will eventually move towards the solid green line due to a very long-term re-equilibration process.

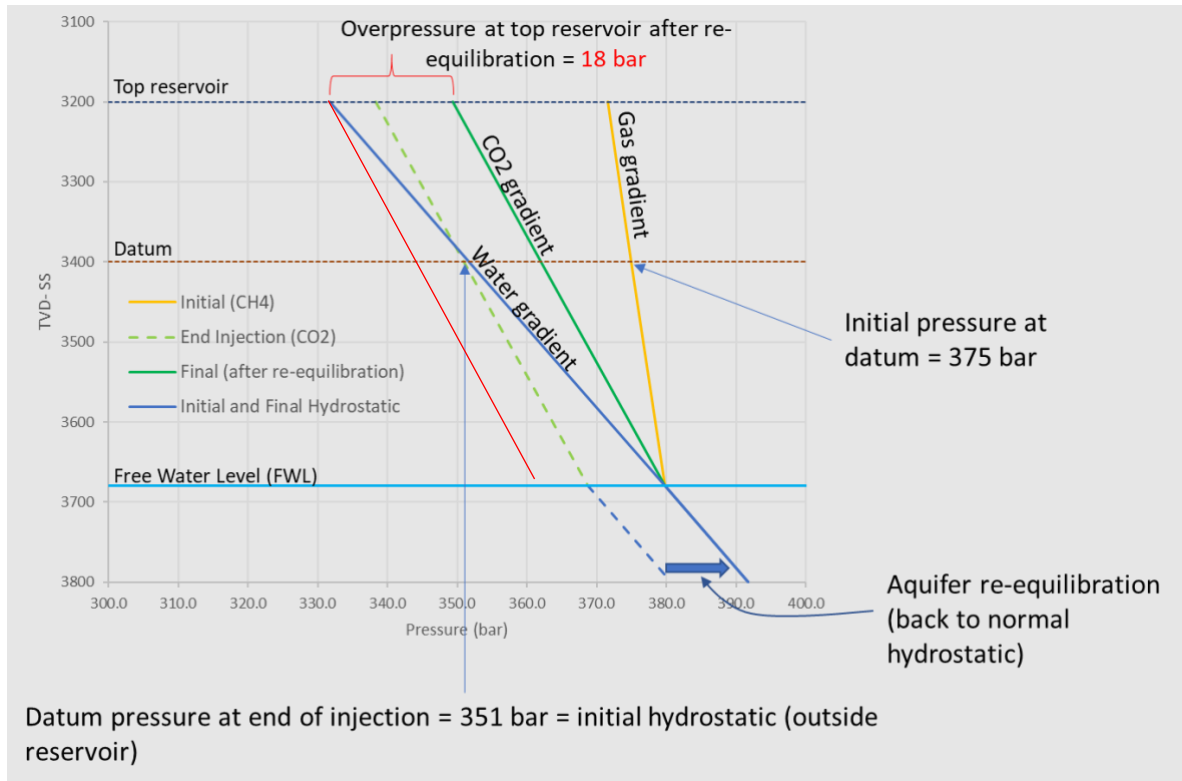


Figure 5.4: Schematic of pressure profiles of existing in the reservoir under different scenarios. See text for more explanation.

Presence and evolution of potential leakage pathways:

- Abandoned wells may develop a leakage. Time to abandonment is a factor, the estimate of leakage needs to consider a buoyant fluid overpressure at the depth of the reservoir top at the given well location. The leakage calculation should be made from the time the pressure exceeds local hydrostatic, which may be before injection ceases, until the well is decommissioned.
- Caprock fractures propagate only 10s of meters. CO₂ will enter a fracture but not migrate outside of the fracture since it is not connected to above lying formation.
- Faults are the largest risk for leakage. Characterized by damage zones that are complex and hard to characterize. Faults often do not propagate to surface but may intersect overlying aquifers. A cold front could activate existing weak points in the damage zone to a greater extent than assumed for intact rock. Leakage along a fault may be low but is hard to rule out with 100% certainty. Illustrations in Application permit, Section II, figures 5 and 7, show throughs of up to 400m. Some large faults relate to the mid-Jurassic break-up of Pangea, but they terminate in the Late Jurassic Schieland Group which forms part of the cap-rock. Faults located further up in the stratigraphy are like caused by a combination of thermal subsidence and peripheral effects of the Alpine inversion in at the Mesozoic-Paleogen boundary and appear not connected to the deeper structures.

5.2.2 Implications for the P-18 site

Leakage aspect	Positive assessment	Negative assessment
Long-term immobilization	structural trap that is a proven seal due to hydrocarbon gas accumulation.	Structural trapping is the only trapping mechanism for the closed system and is a least secure form of trapping. No free water, no updip migration and thus no possibility to transform CO ₂ into more secure forms of residual and dissolved CO ₂
Storage setting	structural trap that is a proven seal due to hydrocarbon gas accumulation.	No additional negative aspects not already mentioned above.
Top reservoir pressure barrier	<p>Hydrocarbon gas has larger pressure difference with water gradient due to higher buoyancy compared to CO₂ (see Figure 5.4 above).</p> <p>In a closed store system the pressure is depleted and creates a negative pressure gradient at the outset of injection, while in the open system aquifer support would have caused additional pressure increase</p> <p>Negative pressure gradient throughout the reservoir during most of the operational time period. Post-closure, a negative pressure gradient will be maintained at all points along the reservoir top that lie <i>below the datum</i>. This applies to the P18-1A well and the bounding fault.</p>	<p>Negative pressure gradient will gradually turn positive for all locations along the reservoir top <i>above the datum</i>. Any thermal fractures that open in the caprock or along the bounding fault will cause CO₂ to escape out of the reservoir. Also, the P18-3A and P18-5A wells will experience a positive pressure gradient that will cause CO₂ to leak during operations if microannuli develop along the wellbores.</p> <p>The positive pressure gradient and thus leakage will persist unless the leakage pathways are repaired or the pressure in the reservoir declines such that the pressure at the datum is constrained by Equation (4). Pressure will decline naturally due to CO₂ leak-off, and the rate of decline will be related to the rate of leakage.</p>
Leakage pathways	<p>CO₂ leakage through the well plug is highly unlikely, it is the easiest to detect and mitigate.</p> <p>CO₂ leakage along wellbores behind the casing will react with cement. For slow leakage rates +</p>	The P18-3A and P18-5A wells have a high risk of leakage prior to abandonment. Leakage estimation during this time period should consider the local CO ₂ pressure at the caprock boundary, which will turn positive at an earlier time and persist

small apertures, the reaction will lead to self-healing. Microannuli in the wells will ultimately be remediated by a comprehensive abandonment.

Thermal fracturing of intact caprock has been shown to be limited in vertical extent. Therefore, leakage will likely occur for caprock fractures, but CO₂ will be prevented from further leakage once the volume of the fracture is filled with CO₂. The amount leaked will likely be negligible due to vanishingly small fracture volumes.

Faults were originally sealing to hydrocarbon gas. Faults do not extend to surface and thus any fractures that are activated by cooling or slip will be unlikely to provide a pathway to surface.

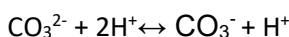
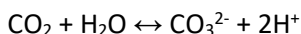
post-injection up until the planned abandonment intervention. This will lead to higher leakage estimates than previously calculated in Bijlage 13: Well Containment Note.

Faults are very uncertain in terms of their potential for leakage. It cannot be ruled out with 100% certainty that the P-18 will leak along faults when a positive pressure gradient to the surroundings will persist above the datum. Thus, the possibility of CO₂ leakage and accumulation in an overlying aquifer should be considered. One does not know the properties of the fault, so a quantitative risk analysis is not possible, however a sensitivity study could be performed to determine some bounds on leakage. This should be connected with modeling of the secondary aquifer discussed below.

5.2.3 Accessing leakage pathways

Faults

Depending on their properties, faults may serve as barriers (impermeable or low permeable faults with capillary barrier) or as conducting pathways. Changing pressure and temperature change stresses in the reservoir and may cause barrier faults to open and become conductive. The threats of flow through the faults are addressed in SEC III, chapter 5.2. of the Application permit. While the analysis and conclusions drawn seem adequate it should be pointed out, that while strict adherence to maximum injection pressure (mentioned several places in chapter 5.2) is indeed a good measure, the effect of buoyancy (see *Top reservoir pressure barrier* section above) must be included in the maximum injection pressure calculations as well as it will create a pressure drop across the fault as well. Secondly as CO₂ dissolved in water creates a reactive weak carbonic acid solution:



it may react with the fault rock and potentially activate it.

Sub seismic, i.e. smaller faults invisible on seismic surveys may provide additional barriers or leakage pathways, however their existence could be indicated through, a pressure transient analysis of historical data and during CO₂ injection. The pressure monitoring and analysis during

post closer can also help to monitor leakage pathways if leakage eventually becomes large enough (Shchipanov, et al. 2019). In principle, faults should not be considered only lateral leak paths as conductivity *along* not only *across* the fault could not be fully ruled out.

Caprock

Threats and preventive barriers related to Caprock are discussed in chapter 5.3, section III of the application permit. The likelihood of caprock fracturing or chemical degradation is indeed very low. Here, again, keeping CO₂ under the overpressure due to buoyant fluid gradient provides the best barrier in unlikely case of leakage path appearing through the caprock.

Behind the casing in the wells

The wells, as manmade objects become a possible leakage pathway. Wells are discussed in chapter 6, section III of the application permit.

After being plugged and abandoned the leakage through the wellbore is very unlikely, easy to detect and is straightforward to mitigate. The leakage beyond the casing (through cracks in cement or between cement and casing or cement and rock) is more likely and indeed wells are known to leak. The measures presented in above mentioned chapter seem adequate and appearance of micro-annuli (as depicted on Figure 39, section III, Application permit) post-closure connecting the reservoir with the surface without opening up to above laying formations seems highly unlikely. However, the leakage into overlying aquifer could not be ruled out completely, unless, again, the pressure barrier is maintained everywhere in the reservoir by reducing the maximum pressure at the datum from 351 to a more conservative threshold.

5.2.4 CO₂ evolution in secondary aquifer

Any of the above-mentioned leakage pathways would lead to leakage first and foremost into overlying aquifer formations. CO₂ that enters by leakage into overlying formations can be considered as a form of *secondary storage*, where the overlying aquifer acts as an Open store (Fig 5.5) discussed previously. This means that CO₂ will form a new accumulation that will evolve and be immobilized according to the well understood mechanisms: collect in structural traps, migrate up dip and be trapped by dissolution and residual processes. Given the relatively slow leakage rates, the "injection" of CO₂ into one or more overlying aquifers can likely be estimated easily by analytical solutions or semi-analytical solutions (Nordbotten and Celia, 2012; Juanes et al., 2010). In any case, a reasonable estimate can be obtained without a detailed analysis given some reasonable estimate of the depth, porosity, permeability and formation water properties.

Porthos has not characterized the overlying aquifers, but there are indications throughout the documents that a couple of relevant aquifers exist at depth. In particular, the Rijswijk Fm is present that is well known for its oil and gas accumulations. Fig 11-3 (Bijlage) indicates that fault flow to the Rijswijk Fm could occur if a fault seal is compromised during CO₂ injection. Some rudimentary analysis of gas migration was performed in the TNO report (Fig 11-5), but there is no report of aquifer properties (thickness, properties and depth) to make any further assessment. Elsewhere in the report, it appears that Rijswijk shows in stratigraphy maps above P-18 are limited in thickness (approximately 15 m from investigation of tables provided Appendix A of Bijlage 16).

For such a small aquifer, one would expect there is little capacity for CO₂ as a dissolved component. The estimated volume of the aquifer, as stated in in Bijlage 13, Conclusions, is 63,000 (50x50x25m) m³ and seems extremely small (is water bearing formation really just 50 times 50 meters or the text is misleading) and would not be able to dissolve significant volume of CO₂. At approximately 4% saturation (Permit application, section III, section 5.4.2) of the as reasonable number) only around 5 tones of CO₂ could be dissolved.

As such, any leaked CO₂ that enters the Rijswijk will eventually accumulate in free form according to the structure map of the Rijswijk aquifer (an indication is available in Fig 11-5, Bijlage 7). An estimate of these accumulations could be made to determine how much leaked CO₂ is needed to be visible on seismic. A seismic signal would require a few meters of CO₂ accumulation, which means even small accumulations can be observed.

Accumulated CO₂ in the Rijswijk could find a leakage path to shallower depths. If leakage occurs through Vlieland Claystone via a wellbore it would meet 956 meters of Chalk group. This chalk volume more than enough to chemically react with remaining CO₂.

The above discussion also applies to the collection of aquifers in the overlying stratigraphy in addition to the Rijswijk, including the Nieuwerkerk, Holland, and Texel aquifers. Together with the Chalk group, these seem to provide enough of secondary and tertiary traps to avoid migration of CO₂ to the surface considering that risk of breaking through each of structural trap remains small.

Finally, again, accounting for gas buoyancy forces in planning for the operational window of injection pressure completely removes the risk of CO₂ migration upwards even if leakage path would become available.

5.2.5 Recommendations

We divide up our recommendation into two scenarios.

Scenario 1: Reduce final reservoir pressure

- The key recommendation is to *reduce the operational window for reservoir pressure* to account for CO₂-methane fluid buoyancy effect and maintain a pressure barrier (negative pressure gradient) at every point along the reservoir top to be constrained according to Eq. 4.
- Based on the reservoir production history and CO₂ injection modelling, a reduction in reservoir pressure to *less than 343 bar at datum depth* should only negligibly affect injection rates or total injected volumes.
- There will be a nominal reduction in P-18 storage capacity, but a lower final reservoir pressure will give assurance that any CO₂ and remaining methane in the storage reservoir will be kept below hydrostatic pressure at the shallowest depth and therefore could not leak into overlying formation even if leakage paths are available.
- In connection with lowering the final reservoir pressure, additional simulations may be advised to evaluate CO₂ methane segregation, effect of the potential reduction of injection pressure on CO₂ storage dynamics and total volume of CO₂ stored. This will be necessary to give a more accurate estimate of the maximum reservoir pressure at datum depth that accounts for a small methane cap emerging at the reservoir top.

Scenario 2: Maintain planned reservoir pressure

If Porthos will retain the original plan of 351 bar at datum depth, then we recommend the following:

- Estimate the evolution of CO₂ in secondary aquifers, including migration and trapping, which could be done by analytical or semi-analytical methods. This will entail some coarse estimation of aquifer properties as a first pass. It also is recommended to verify the aquifer volume presented in Bijlage 13, “Conclusions” as its lateral size seem extreme small (50x50 meters). An estimate of maximum amount of CO₂ that could be immobilized long-term by different mechanisms in the overlying aquifers needs to be performed.
- Revise the monitoring program to include periodic seismic surveys to detect CO₂ accumulation in the Rijswijk towards the end of injection and post-closure (which should be coordinated with the modeling of CO₂ evolution to design a cost-effective plan). If CO₂ is not detected, then the monitoring plan can be phased out given a verification of reduced risk.
- Being lighter, more mobile, and non-reactive methane would leak first. The monitoring routines need to consider and look for signs of methane leakage as a precursor to CO₂. Due to the difference in buoyancy force, one could also imagine the situation when methane would leak and CO₂ will not.
- Eventually consider including the overlying aquifer(s) as part the storage complex, allowing for CO₂ migration to a vertical depth below the Chalk group as stored CO₂, albeit outside of the P-18 site.

Long-term consideration:

- We also recommend *converting one of the injectors into a monitoring well* post-closure instead of decommissioning. This will achieve two things: (1) the ability to monitor reservoir pressure for signs of leakage, and (2) the ability to understand the rate of re-equilibration of the P-18 site with the surroundings.
- For instance, the shallowest well (P18-A5) could be a long-term monitoring well located where the CO₂ column is thickest. In addition, the potential for a positive pressure gradient developing at the reservoir top due to re-equilibration with the surroundings will lead to the largest risk. However, a deeper well that is in contact with the FWL may provide more direct observation of the re-equilibration rate.

References

J. Nordbotten, M. Celia, *Geological Storage of CO₂*, Wiley & Sons, 2012.

Juanes, R., MacMinn, C.W. & Szulczewski, M.L. The Footprint of the CO₂ Plume during Carbon Dioxide Storage in Saline Aquifers: Storage Efficiency for Capillary Trapping at the Basin Scale. *Transp Porous Med* 82, 19–30 (2010). <https://doi.org/10.1007/s11242-009-9420-3>

A.A. Shchipanov, L. Kollbotn, R. Berenblyum, Characterization and monitoring of reservoir flow barriers from pressure transient analysis for CO₂ injection in saline aquifers, *International Journal*

of Greenhouse Gas Control, 91, 2019, 102842.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583619304050?via%3Dihub>